

**EVALUACIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS DE OPERACIÓN ANTE
CONTINGENCIAS EN UNA SUBESTACIÓN DE GENERACIÓN EN LA CIUDAD DE
BARRANQUILLA. CASO DE ESTUDIO SUBESTACIÓN LAS FLORES.**

NORBERTO TEJEDA MOLINARES

CAMILA PÁEZ CAMPO



UNIVERSIDAD DE LA COSTA

DEPARTAMENTO DE ENERGÍA

PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

BARRANQUILLA

2021

**EVALUACIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS DE OPERACIÓN DE LA
SUBESTACIÓN LAS FLORES EN 110KV DEL DEPARTAMENTO DEL ATLÁNTICO
ANTE ESCENARIO N-1**

NORBERTO TEJEDA MOLINARES

CAMILA PÁEZ CAMPO

PROYECTO DE GRADO PRESENTADO PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO

Tutor del proyecto:

JORGE IVÁN SILVA ORTEGA

Cotutora:

KELLY BERDUGO SARMIENTO

UNIVERSIDAD DE LA COSTA
DEPARTAMENTO DE ENERGÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BARRANQUILLA

2021

Agradecimientos

Agradezco a Dios por ser el guiador y darnos el entendimiento para culminar exitosamente el presente trabajo de grado.

Agradezco a mi familia Mary Molinares, Norberto Tejeda, Barbara Viloria y Ninfa Riquet por darme el apoyo incondicional durante toda la carrera.

Agradecimientos a mi compañera del proyecto Camila Páez por la paciencia y dedicación al presente proyecto de grado.

Agradecimientos al Ingeniero Jorge Silva por su paciencia, dedicación y motivación durante el desarrollo del este proyecto de grado.

Agradecimientos a todas y cada una de las personas que de una u otra forma influyeron para culminar exitosamente el presente trabajo.

Norberto Tejeda Molinares

En primer lugar, quiero agradecer a Dios por permitirme finalizar este proyecto en victoria y bendición, de no ser por Él, no lo habría logrado.

Agradezco a mi tutor Ing. Jorge Silva, quien con sus conocimientos y apoyo me instruyo en cada una de las etapas de este proyecto.

También quiero agradecer a la Universidad de la Costa por brindarme las bases y herramientas que fueron necesarios para llevar a cabo el proceso de investigación.

Por último, quiero agradecer a mi compañero Norberto Tejeda, a mi familia y amigos por apoyarme en cada paso de este proceso. En especial, quiero agradecer a mis padres, José Páez y Kelly Campo quienes siempre estuvieron allí orando por mí para que me fuera bien en este proyecto, por brindándome palabras de ánimo y por su amor.

Camila Marcela Páez Campo

Resumen

Las subestaciones son un conjunto de dispositivos, equipos y sistemas diseñados para controlar el flujo de energía eléctrica, están dispuestos en configuraciones tales como barra sencilla, doble barra, doble barra con doble interruptor, entre otras. La literatura clasifica tres tipos de subestaciones: subestaciones de generación, maniobra y transformación, a las cuales se le asocian los requerimientos de confiabilidad, flexibilidad y seguridad para garantizar su desempeño. Existen varias condiciones de operación donde estos sistemas pueden estar expuestos a fallas que a menudo son impredecibles y cuyas causas ocasionan daños severos a los equipos conectados al sistema y la salida de operación de las líneas. Es importante que las subestaciones eléctricas cuenten con el esquema de protección adecuado para cada elemento para minimizar los efectos de fallas, tiempos de interrupción y mejorar la continuidad del servicio. En este documento se evaluaron los requerimientos operativos de Subestación Las Flores en el Departamento del Atlántico, utilizando el software *DigSilent Power Factory* para simular el comportamiento del sistema en diferentes escenarios, con el fin de presentar aportes para mejorar las configuraciones con miras a incrementar la confiabilidad del sistema.

Palabras clave: Análisis de contingencias, escenario n-1 subestación de generación, requerimientos.

Abstract

A busbar system is a set of devices, equipment and systems designed to control the power flow during steady state operation, they are arranged in configurations such as single-bar, double-bar, double-bar with double switch configurations, among others. The specialized literature in power system classifies three types of substations: Generation, switching and transformation, which depend on criteria such as reliability, flexibility, and security. There are several operating conditions where these systems can be exposed to failures that are often unpredictable causing severe damage to the equipment connected to the system and the operating output of the power transmission and distribution lines. It is important that power system busbars have the adequate protection scheme for each element, to minimize the effects of failures, a coordinate time, and security. This document present the operating requirements Substation in the Department of Atlántico were evaluated using the software DigSilent Power Factory to simulate the system operation under different scenarios, to present contributions to improve the configurations with a view to increasing the system's reliability.

Keywords: Contingency analysis, n-1 scenario, power plant generation, power system requirements.

Contenido

Lista de tablas y figuras	10
Listado de Abreviaciones.....	12
Introducción	13
1. Planteamiento del problema.....	15
1.1. Descripción del problema	15
1.2. Formulación del problema	16
2. Objetivos	17
2.1. Objetivo general.....	17
2.2. Objetivos específicos	17
3. Justificación	18
4. Estado del arte de la operación de subestaciones eléctricas en Colombia.....	20
4.1. Historia del sector eléctrico.	20
4.2. Importancia de los Softwares de simulaciones en la optimización de los procesos en la ingeniería eléctrica.	24
4.3. DigSilent Power Factory	25
4.4. Análisis Bibliométrico	26
4.5. Análisis bibliográfico de VOSviewer	29
5. Aspectos teóricos de la operación de subestaciones eléctricas	30

5.1. Marco conceptual.....	30
5.2. Marco teórico	33
5.2.1. Subestación eléctrica.....	33
5.2.2. Subestaciones aisladas en gas (GIS)	35
5.2.3. Características constructivas de una GIS	37
5.2.4. Hexafluoruro de azufre (SF6)	37
5.2.5. Configuraciones de subestaciones	38
5.2.6. Flujo de carga.....	46
5.2.7. Cortocircuito	46
5.2.8. Criterio N-1	48
6. Metodología	48
6.1. Tipo de investigación.....	48
6.2. Método de investigación	49
6.3. Fuentes de información.....	49
6.4. Etapas del proyecto	50
6.4.1. Etapa 1	51
6.4.2. Etapa 2	51
6.4.3. Etapa 3	51
6.4.4. Etapa 4	52
7. Análisis de resultados	55

7.1. Recolección de información del sistema.....	55
7.2. Evaluación de los requerimientos de las configuraciones utilizadas en subestación las Flores.....	62
7.3. Análisis de flujo de carga con perfiles de demanda de la subestación las flores	64
7.3.1. Análisis de flujo de carga, con perfil de demanda del 80%	64
7.3.2. Análisis de flujo de carga, con perfil de demanda del 100%	65
7.3.3. Análisis de flujo de carga, con perfil de demanda del 150%	66
7.4. Evaluación de los escenarios de cortocircuito y esquema de protecciones	67
7.4.1. Análisis de cortocircuito trifásico	67
7.4.2. Análisis de corriente de cortocircuito bifásica.....	68
7.4.3. Análisis de corriente de cortocircuito bifásica a tierra.....	69
7.4.4. Análisis de corriente de cortocircuito monofásico a tierra	69
7.5. Evaluación de confiabilidad del arreglo de subestaciones.....	70
7.5.1. Contingencia en la línea LN-TEC.....	70
7.5.2. Contingencia en la línea LN-725	71
7.5.3. Contingencia en la línea LN-535	72
7.5.4. Contingencia en el transformador T1-FLS	73
7.5.5. Contingencia en el transformador T4-FLS	74
7.6. Propuesta de mejora del esquema de subestación propuesto.....	76
Conclusiones y recomendaciones	78

Referencias.....	80
------------------	----

Lista de tablas**Tablas**

Tabla 1 Documentos orientados a las subestaciones de generación, transmisión y distribución.	21
Tabla 2 Descripción de configuraciones en términos de confiabilidad, seguridad y flexibilidad.	39
Tabla 3 Parámetros eléctricos de las cargas.....	55
Tabla 4 Parámetros eléctricos de los equivalentes de red.....	56
Tabla 5 Parámetros eléctricos de las líneas.....	58
Tabla 6 Parámetros eléctricos de los transformadores.....	60
Tabla 7 Identificación de la operación actual de Subestación las Flores en términos de confiabilidad seguridad y flexibilidad.	62
Tabla 8 Cargabilidad de los transformadores, con perfil de demanda del 80%	65
Tabla 9 Cargabilidad de los transformadores, con perfil de demanda del 100%.	65
Tabla 10 Cargabilidad de los transformadores, con perfil de demanda del 150%.	66
Tabla 11 Análisis de corriente máxima de cortocircuito trifásico.	67
Tabla 12 Análisis de corriente máxima de cortocircuito bifásico.....	68
Tabla 13 Análisis de corriente máxima de cortocircuito monofásico.....	69
Tabla 14 Análisis de corriente máxima de cortocircuito monofásico.....	69
Tabla 15 Cargabilidad de los transformadores ante una contingencia en la línea LN-TEC.....	70
Tabla 16 Cargabilidad de los transformadores ante una contingencia en la línea LN-725.	71
Tabla 17 Cargabilidad de los transformadores ante una contingencia en la línea LN-535.	72
Tabla 18 Cargabilidad de los transformadores, ante una contingencia en T1-FLS	74
Tabla 19 Cargabilidad de los transformadores, ante una contingencia en T4-FLS	74

Lista de figuras

Figuras

Figura 1. Redes de palabras claves de bibliometría en VOSviewer [Elaboración propia].....	29
Figura 2. Comparación entre los tamaños de las GIS, AIS y subestaciones híbridas (ABB, 2017).	36
Figura 3. Fuentes de información [Elaboración propia].	50
Figura 4. Diagrama de flujo de etapas del proyecto [Elaboración propia].	53
Figura 5. Esquema de configuraciones de la subestación las Flores en el departamento del Atlántico [Elaboración propia].	61
Figura 6. Esquema propuesto con mejora para la subestación Las Flores [Elaboración propia].	77

Listado de Abreviaciones

Abrv.	Definición
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
BPM	<i>Business Process Management</i>
CLD	Centro Local de Distribución
CREG	Comisión de regulación de energía y gas
EPM	Empresas públicas de Medellín
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc</i>
ISA	Interconexión Eléctrica SA ESP
SDL	Sistema de distribución local
SDR	Sistema de distribución regional
SEP	Sistema eléctrico de Potencia
STR	Sistema de Transmisión Regional
UPME	Unidad de planeación minero-energética
XM	Expertos en Mercado

Introducción

Con el paso del tiempo la energía eléctrica ha tenido avances debido a la gran demanda energética que se tiene, para abastecer a los usuarios finales se debe cumplir con requisitos estrictos en la implementación de las subestaciones, tales como confiabilidad, flexibilidad y seguridad. Existen subestaciones de generación encontradas a gran distancia de las ciudades y su necesidad primordial es la confiabilidad, sin dejar atrás las condiciones de flexibilidad y seguridad. Asimismo, se encuentran las subestaciones de maniobra teniendo como requisito la flexibilidad, y las subestaciones de transformación, la cual, dependen de criterios como continuidad si son subestaciones elevadoras y seguridad si son subestaciones reductoras (Ramirez, 1991).

Las subestaciones cuentan con una variedad de configuraciones las cuales poseen criterios propios para su buen funcionamiento. Generalmente, la disminución de costos con la configuración trae consigo un descenso del índice de confiabilidad de la misma; por ende debe hacerse, un estudio entre los factores de acuerdo con la importancia que tenga la subestación dentro del sistema (Leonhardt et al., 2000).

El sistema de transmisión y distribución de energía eléctrica debe cumplir con algunos requisitos que son indispensables para garantizar un servicio con altos niveles de calidad y seguridad. Lo anterior se cumple mediante la aplicación de normas y procedimientos de gran precisión durante las etapas de planeación, diseño, construcción y operación de los sistemas de potencia, pero ante diversas condiciones operativas, estos sistemas quedan expuestos a fallas por múltiples causas. Estas causas son impredecibles, provocan daños severos a los equipos conectados al sistema y salidas de funcionamiento de las líneas, por lo tanto, es necesario suministrar los esquemas de protección debidamente ajustados a dichos sistemas para minimizar

los efectos de las fallas, los tiempos de interrupción, mejorar la continuidad del servicio y disminuir el número de usuarios afectados (Lozada, 2019).

Este proyecto de investigación se presenta con el objeto de evaluar el comportamiento de la subestación las Flores del Departamento del Atlántico, para determinar si la subestación eléctrica en conjunto con la configuración dispuesta y cada uno de los elementos que se tienen conectados, cuentan con las de soportar las condiciones actuales de la demanda de energía requerida teniendo en cuenta que se encuentra ubicada en una zona industrial. Para cumplir con el objetivo, inicialmente, se realizó el reconocimiento de la subestación las Flores, con el fin de conocer las configuraciones con las que cuenta, los niveles de tensión y líneas asociadas.

Se recolectaron los datos necesarios para llevar a cabo el montaje en el software *DigSilent Power Factory*, el cual ofrece diferentes funcionalidades, que permiten analizar el comportamiento de la red en estado estable y transitorio. Se realizaron las simulaciones de análisis de flujo de carga, estudios de cortocircuito y la evaluación de la confiabilidad de la subestación teniendo como base el análisis sustentado en el criterio de $n-1$, para evidenciar como es el comportamiento de la red ante contingencias con el propósito de presentar aportes para mejorar las configuraciones con miras a aumentar la confiabilidad del sistema.

1. Planteamiento del problema

1.1. Descripción del problema

Con el crecimiento de las ciudades y el número de industrias, la demanda de energía eléctrica, generación, transmisión, distribución y los niveles de voltaje han aumentado considerablemente (Shalan et al., 2010). La reconstrucción o revitalización de las subestaciones eléctricas ofrece la posibilidad de introducir nuevos equipos muy potentes y, como resultado, simplificar el diagrama del circuito de la subestación (Chindris et al., 2006).

Pese al incremento en la demanda de energía eléctrica, en el sistema eléctrico de subtransmisión del Departamento del Atlántico se producen múltiples efectos derivados de problemas como: agotamiento de la capacidad de la transformación, la nula expansión a nivel de 110 kV por parte del operador de red y el riesgo permanente de desatención en la demanda, esto puede afectar la entrada en servicio de los nuevos proyectos o servicios de ampliación de carga y extensión de la red eléctrica de la Costa, afectando a la proyección de las nuevas subestaciones de distribución, en caso de que no se tomen los correctivos pertinentes, otra de las causas de que se presente esta situación es la poca inversión en las configuraciones de la región caribe (Ministerio de Minas y Energía., 2018).

La disposición de barra sencilla en el patio de 34,5 kV, no es adecuado para la importancia de las cargas, debido a que es un sector que cuenta con empresas relevantes para la economía del departamento, entre ellas se encuentran Monómeros, Cementos Caribe y Cartón Colombia. Además, se encuentran dos líneas que conectan con la subestación Rio Mar y dos transformadores que conectan al patio de 13,8 kV, asimismo, una de las cargas asociadas es la subestación puerta de oro, ubicada en Puerto Colombia. Desde la configuración a 34,5 kV, la configuración dispuesta es una barra sencilla la cual carece de los requerimientos de flexibilidad,

confiabilidad y seguridad, lo cual, compromete los circuitos asociados si se llega a presentar una contingencia, limitando la capacidad de transferencia de los circuitos asociados y destacando que se encuentran conectados puntos de distribución de uso final, circuitos industriales y circuitos urbanos, los cuales se ven afectados en seguridad y confiabilidad, por lo tanto, se requiere de una configuración más robusta que cuente con un mayor grado de confiabilidad, seguridad y flexibilidad.

No obstante, no se presentan evidencias en los planes de mejoramiento propuestos por la UPME y los planes expansión asociados, evidenciando una mejora para garantizar la calidad del suministro al sistema, así como también mejoras en la red de distribución a 34.5 kV.

1.2. Formulación del problema

Basado en lo anterior surge la siguiente pregunta problema ¿Cuál es el estado actual de los requerimientos de la subestación las Flores ante contingencia causada por un escenario n-1 critico?

2. Objetivos

2.1. Objetivo general

Evaluar los requerimientos de la subestación las Flores ante contingencia causada por un escenario n-1 crítico.

2.2. Objetivos específicos

- Caracterizar el sistema actual asociado a la subestación las Flores.
- Evaluar el escenario de flujo de potencia y cortocircuito con escenario de demanda de carga del sistema.
- Analizar escenarios de contingencia n-1 ante ausencia de suministro del sistema de 110 kV.

3. Justificación

La actual demanda energética ha generado la necesidad inmediata de aplicar nuevos métodos de mejoras para las condiciones de operación bajo fallas en las subestaciones eléctricas, brindando información necesaria sobre seguridad, flexibilidad y confiabilidad (CREG, 2017). Según los informes de la UPME se han detectado deficiencias en las subestaciones en el Departamento del Atlántico (Unidad de Planeación Minero Energética, 2008).

En este documento se desarrolla un estudio en el cual se evalúan las condiciones de operación actuales de la subestación las Flores del departamento del Atlántico, cercana al sector industrial de la ciudad, con relevantes clientes asociados como lo son las compañías de Tecnoglass, Procaps, entre otros, mediante el uso del software de simulaciones eléctricas *DigSilent Power Factory*, éste ofrece diferentes funcionalidades que permiten analizar el comportamiento de la red en estado estable y transitorio, por medio del análisis de flujo de carga, utilizando el criterio n-1 y la evaluación de la confiabilidad.

Por lo tanto, este estudio contribuye al conocimiento del estado actual de la subestación las Flores, apuntando al mejoramiento continuo en cuanto a la calidad en las redes de distribución de la Costa, describiendo las posibles mejoras que se pueden implementar. La presente investigación presenta los siguientes impactos asociados:

- Impacto científico: se presentará una investigación desde un trabajo de grado en una subestación de generación como caso de estudio para tomar de referencia. En adición la Universidad tendrá a su disposición la evidencia de un trabajo de investigación en el área de potencia evidenciando el análisis de flujo de carga, cortocircuito y contingencia en nodos próximos a generación donde los requerimientos de seguridad y confiabilidad son evaluados.

- Impacto regional: se tendrá un trabajo de investigación que aporta a los planes de expansión para presentar mejora a los circuitos de subtransmisión y distribución regional, proponiendo escenarios de mejora.

4. Estado del arte de la operación de subestaciones eléctricas en Colombia

4.1. Historia del sector eléctrico.

El sector de energía eléctrica en Colombia inició con la iluminación eléctrica en la ciudad de Bogotá en la década de 1890 en donde se constituyó la empresa Bogotá Electric Light Co. A ésta le siguieron, la Compañía Eléctrica de Bucaramanga en 1891, la cual construyó la Planta de Chitotá, sobre el río Suratá, la primera hidroeléctrica del país; en Medellín, en 1895, la Compañía Antioqueña de Instalaciones Eléctricas, antecesora de EPM; en 1910, fue construida una planta hidroeléctrica sobre el río Cali por la Cali Electric Light & Power Co, de la familia Eder; en 1909, la Compañía Colombiana de Electricidad, filial de la estadounidense American and Foreign Power Company, prestó el servicio en varios municipios de la Costa Atlántica hasta ser nacionalizada en 1962 (Tamayo & Alvarez, 2006).

El sector eléctrico tuvo un crecimiento lento en las primeras tres décadas del siglo XX y solamente se concentró en ciudades como Bogotá, Medellín y Cali que tiempo después desarrollarían sus sistemas autónomos (Vélez, 2011). En los inicios de los años 60 el sector eléctrico estaba conformado por un conjunto de subsistemas aislados integrados alrededor de las principales ciudades del país: Bogotá, Medellín, Cali, Manizales, Bucaramanga, Barranquilla, etc. En ese momento la capacidad instalada era de 1.900 MW, más de 40 veces la existente a principios de los años 30, pero no era suficiente para satisfacer las necesidades que presentaba el país. En las ciudades de la Costa Atlántica el abastecimiento de energía eléctrica era más costoso, ya que, se abastecían de energía, mientras en el interior del país los embalses vertían los excesos de agua durante los inviernos. No era posible explotar las complementariedades hidrológicas entre el occidente y el oriente del país. Por esta razón la interconexión fue una idea que comenzó a tomar forma (Bello & Beltrán, 2010).

El 8 de noviembre de 1966, fue firmado el acuerdo de interconexión de sistemas y ampliación de la capacidad de generación. Este acuerdo contempló la creación de una empresa que se encargara de realizar la interconexión y de construir los proyectos de gran tamaño para abastecer la demanda nacional. Entre 1970 y 1990 se interconectó el país y se construyeron grandes proyectos como San Carlos, Chivor, Betania, Guatapé, Guavio, etc. que hoy abastecen gran parte de la demanda nacional (Vélez, 2011). Hoy tenemos interconexión entre subestaciones de generación, que se encuentran en estaciones primarias como las mencionadas anteriormente, donde plantas generadoras producen energía; entre subestaciones de transmisión y subtransmisión que operan a lo largo de la red de alta y media tensión, y por ultimo pero no menos importante, entre subestaciones de distribución, cuya función es distribuir el servicio a los centros de consumo industrial o residencial, todas ellas interconectadas entre sí (Rincón et al., 2020).

En la Tabla 1, se mencionan trabajos de grado de pregrado, trabajos de grado de maestría y normativas en torno a las subestaciones de generación, transmisión y distribución.

Tabla 1

Documentos orientados a las subestaciones de generación, transmisión y distribución.

Año	Autor	Título	Tipo de documento
(2020)	Berdugo	Mejoras en la operación del sistema de transmisión regional de energía eléctrica	Trabajo de grado de Maestría

Año	Autor	Título	Tipo de documento
		del Departamento del Atlántico utilizando sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS).	
(2019)	IEC	IEC 60376 Especificaciones y aceptación de hexafluoruro de azufre nuevo.	Norma
(2019)	Acevedo & Novoa	Evaluación de los niveles de cortocircuito en el sistema de subtransmisión del Departamento del Atlántico	Tesis
(2018)	Segura	Propuesta de mejora de la confiabilidad en Subestación 20 de Julio asociada al SDL de la ciudad de Barranquilla.	Tesis
(2017)	UPME	Normatividad del Sector Eléctrico.	Norma
(2018)	Osorio	Evaluación de confiabilidad de la red eléctrica de subtransmisión del departamento del Atlántico basado en el método de cortes mínimos considerando las conexiones existentes entre cada configuración.	Tesis

Año	Autor	Título	Tipo de documento
(2017)	IEC	IEC 60137 Bujes para tensiones por encima de 1000 Vca.	Norma
(2017)	CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas.	Norma
(2017)	UPME	Unidad de Planeación Minero Energética.(1996)	Norma
(2015)	Daza & Rueda	Análisis del desempeño en estado estable y transitorio del sistema de transmisión regional del departamento del Atlántico	Tesis
(2014)	Maldonado & Rivera	Desarrollo de instructivo que facilite el diseño de subestaciones de distribución a la Región Caribe.	Tesis
(1996)	IEC	IEC 60694 Cláusulas comunes para equipo de alta tensión.	Norma
(1996)	IEEE	IEEE Guide to Specifications for Gas-Insulated, Electric Power Substation Equipment.	Norma
(1995)	CREG	Ley 143 (Ley Eléctrica).	Norma

Año	Autor	Título	Tipo de documento
(1994)	IEEE	IEEE Standard for Gas-Insulated Substations.	Norma
(1993)	IEEE	IEEE Guide for Moisture Measurement and Control in SF6 Gas-Insulated Equipment.	Norma
(1990)	IEC	IEC 60517 Equipo de alta tensión encapsulado para tensiones no minales de 72,5 kV y mayores.	Norma

Nota. Fuentes de recolección de información.

4.2. Importancia de los Softwares de simulaciones en la optimización de los procesos en la ingeniería eléctrica.

Los avances tecnológicos han permitido realizar la descentralización de funciones y al establecimiento del libre mercado en las redes eléctricas de potencia, situación que se ha ido expandiendo a numerosas organizaciones e industrias alrededor del mundo. En la actualidad se hace uso de softwares en distintas áreas, entre ellas se encuentra la ingeniería eléctrica, debido a que estos permiten que el usuario conozca los elementos básicos de una subestación eléctrica en términos de apariencia, comportamiento y funcionalidad. Asimismo, permite operar la subestación interactuando con el equipo de conmutación y realizando maniobras como en el mundo real.

Los softwares son importantes en los sistemas de potencia, ya que, dan una idea de las prioridades relativas de los componentes desde una perspectiva de fiabilidad del sistema. Estas medidas se pueden utilizar para identificar componentes críticos y guiar la asignación de recursos para que la confiabilidad del sistema pueda mejorar de forma rentable (Fiondella & Gokhale, 2008). Los softwares están dotados con grandes capacidades debido a los avances tecnológicos, pueden permitir el modelamiento de los sistemas de potencia, interfaces gráficas e introducir los parámetros del sistema en un entorno amigable, permitiendo visualizar los resultados correspondientes a la evolución en el tiempo de las variables del sistema, entre otros (Daza-Guzman, J. Rueda-Lopez, 2015).

4.3. DigSilent Power Factory

El programa permite trabajar de manera integrada con una interfaz gráfica en línea que posee funciones de dibujo de diagramas unifilares. Cada elemento en el diagrama unifilar se enlaza directamente con la base de datos que almacene toda la información de cada elemento que hace parte del sistema eléctrico, permitiendo así, la edición de parámetros desde el unifilar. Adicionalmente, desde la interfaz gráfica se tiene acceso directo a todas las características de cálculo relevantes tanto dinámicas como estáticas (DigSilent, 2021).

Las funciones que proporciona el software DigSilent Power Factory están agrupadas por módulos, cada uno de los cuales puede adquirirse de manera independiente (Fernández-Ramírez, 2014).

4.4. Análisis Bibliométrico

A continuación, se mencionan algunas investigaciones sobre la operación en subestaciones eléctricas que han sido realizadas a la fecha, con el fin de dar a conocer los resultados que se pueden obtener al implementar este tipo de estudio.

En el documento titulado “*The Identification of Critical Equipment and Optimum Configurations for Electrical Substations*” (Chindris et al., 2006) los autores proponen un método sistemático para establecer la estructura óptima de las subestaciones eléctricas para aumentar el nivel operativo de confiabilidad al menor costo económico. Asociando un gráfico (múltiple) a la red en estudio, donde el sistema de bus se toma para los nodos, mientras que las líneas de alimentación y los transformadores (automáticos) se consideran ramificaciones. Al desarrollar este modelo, la tarea de encontrar el equipo crítico se reduce a la determinación de nodos críticos (múltiples) gráficos (puntos de articulación) y ramas críticas (istmos) (Chindris et al., 2006a).

En el proyecto de grado titulado “*Análisis del Desempeño en Estado Estable y Transitorio del Sistema de Transmisión del Departamento del Atlántico*” (Daza & Rueda, 2015) los autores presentan un proyecto de investigación donde se evalúa el comportamiento del sistema de transmisión regional del departamento del Atlántico en estado normal de operación, con el objeto de determinar si la red está en la capacidad de soportar las condiciones actuales de la demanda de energía que se requiere en la zona. El comportamiento de la red en estado estable y transitorio es analizado con el software de simulación Neplan, el cual ofrece diferentes funcionalidades. Mediante los análisis de flujo de carga, estudios de cortocircuito y la evaluación de la confiabilidad, proponen una serie de alternativas que tiene como fin la confiabilidad de la

red, haciendo mejorar la calidad, seguridad y suficiencia en el suministro de energía eléctrica (Daza & Rueda, 2015).

En el proyecto de grado titulado “*Propuesta de mejora de la confiabilidad en subestación 20 de Julio asociada al SDL de la ciudad de Barranquilla*” (Segura Bovea, 2018) se plantea la mejora de la confiabilidad de la subestación 20 de Julio, asociada al SDL en la ciudad de barranquilla, operada por el CLD de la empresa Electricaribe S.A. E.S.P. donde se utilizó el programa DigSilent para simular el flujo de carga de la subestación brindando la información necesaria para determinar las condiciones actuales de funcionamiento y brindar alternativas para mejorar los factores de confiabilidad, modularidad y seguridad de la subestación. Finalmente, se presentan dos alternativas viables por medio de la restructuración de la configuración doble barra con interruptor de acople nivel 13,8 kV y la repotenciación de los transformadores de potencia. Así como la implementación de un nuevo transformador que brinde la posibilidad de transferir las cargas propias de los circuitos de la subestación y de los circuitos con la cual la subestación 20 de julio tiene puntos de frontera con las demás subestaciones para reducir en momentos críticos su cargabilidad y mantener el servicio de energía (Segura Bovea, 2018).

En el artículo titulado “Research and implementation of smart substation configuration file management system based on BPM process engine” (Luo et al., 2017) se propone una solución para construir el sistema de gestión de archivos de configuración de subestaciones inteligentes basado en el motor de proceso BPM, como la línea principal combinada con la detección de todo tipo de archivos de configuración, para lograr una gestión de circuito cerrado, garantizando la seguridad, integridad, la consistencia de los archivos de configuración de SCD, sentar las bases para el trabajo de mantenimiento del desarrollo de subestaciones inteligentes, y mejorar el nivel de operación segura de la subestación inteligente (Luo et al., 2017).

En el documento titulado “*Reliability comparison of substation designs*” (Atanackovic et al., 1999) se presenta el concepto de evaluación de confiabilidad de los diseños de subestaciones en términos del costo de la carga perdida. Para superar el problema de la dimensionalidad, se fusionan los estados de falla y se utiliza un enfoque de programación lineal para determinar el LOLE mediante técnicas de enumeración de estados. Cuando el diagrama unifilar de la subestación no es simétrico, se construye un equivalente, lo que da lugar a valores más altos y más bajos de LOLE, en otras palabras, define una región poco confiable. El valor promedio de LOLE, denominado evaluación media de la carga perdida (MELL), puede servir como una entrada para la comparación económica de configuraciones alternativas de subestación (Atanackovic et al., 1999).

En el proyecto titulado “*Evaluación de Confiabilidad de la red de Subtransmisión y Distribución Primaria del Atlántico*” (Mantilla-Flórez, 2017) se hace un análisis de confiabilidad al Sistema de Subtransmisión del departamento del Atlántico, dicho análisis se realizó en el software DigSilent Power Factory 15.1. La investigación se realizó con documentos teóricos de confiabilidad en sistemas de potencia, y una base de datos de los elementos que componen el Sistema de Subtransmisión. Los resultados obtenidos revelan que los niveles de confiabilidad del Sistema de Subtransmisión y Distribución Primaria del Departamento del Atlántico no pueden ser considerados de alta confiabilidad, ya que arrojan zonas débiles que pueden ser adecuadas con la finalidad de mejorar la confiabilidad, seguridad y calidad del servicio de energía eléctrica de la región (Mantilla-Flórez, 2017).

4.5. Análisis bibliográfico de VOSviewer

Para realizar el análisis bibliográfico se realizó una exploración de datos en la base de datos IEEE Xplore® (IEEE, 2020), en la cual se realizó una búsqueda avanzada de los documentos relacionados con las palabras claves “Electrical Substations”, teniendo en cuenta solo los documentos como los artículos científicos y libros más citados entre las fechas del año 2016 a Septiembre del 2021, obteniendo como resultado un total de 1,111 resultados, los cuales se analizaron con el programa VOSviewer, realizando un análisis teniendo en cuenta las palabras claves antes descritas, como conclusión de este análisis se obtuvo el diagrama observado en la Figura 1.

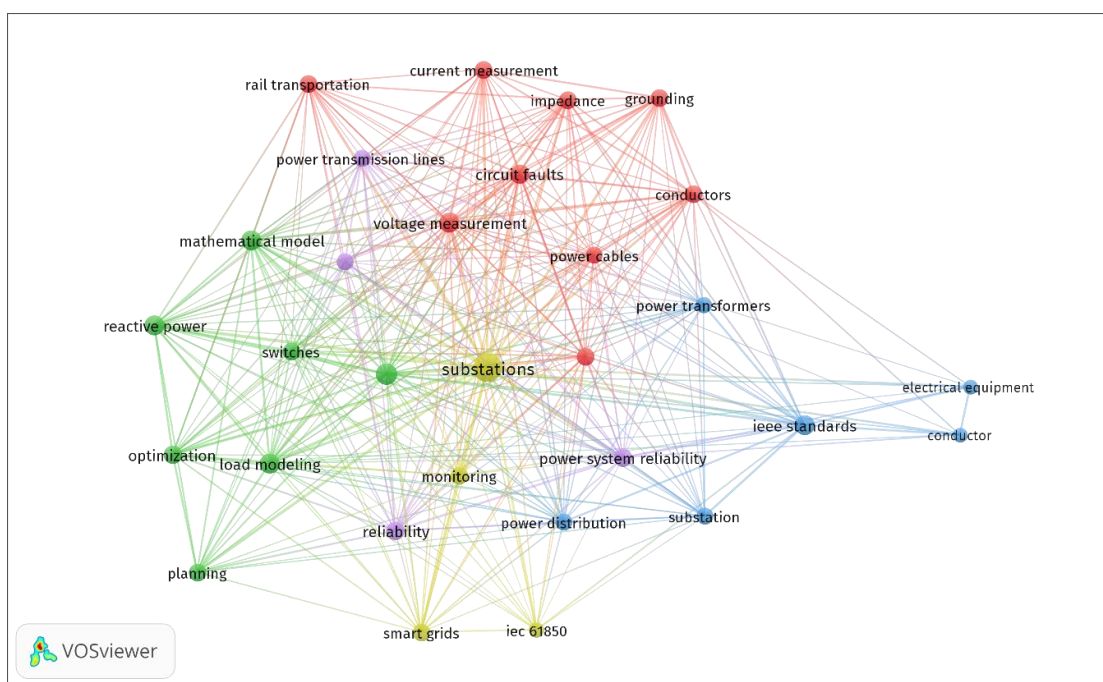


Figura 1. Redes de palabras claves de bibliometría en VOSviewer [Elaboración propia].

Como resultado se evidencia que los estudios entorno a las subestaciones eléctricas, se centran en las protecciones de las subestaciones, las pruebas, costos de funcionamiento, entre otras. Lo que hace referencia a los estudios que se realizan en este documento, en donde se

realiza una evaluación de los requerimientos de operación de la subestación las Flores, son de gran importancia y contribuyen en la investigación académica de una de las más importantes subestaciones eléctricas de la costa, dada su conexión con importantes industrias en la ciudad de Barranquilla.

5. Aspectos teóricos de la operación de subestaciones eléctricas

En este capítulo se presentan aspectos conceptuales, teóricos y legales que permiten la operación de una subestación. Para efectos de esta investigación, se presenta la teoría que sustenta la propuesta realizada al inicio de este proyecto.

5.1. Marco conceptual

En esta sección se presentan algunos conceptos que se deben tener en cuenta para evaluar los requerimientos de operación de las subestaciones.

Barraje: Nodo de conexión donde se unen los circuitos asociados a una subestación en particular (Ramírez, 1991).

Confiabilidad: Es la probabilidad de que una subestación siga suministrando energía eléctrica con normalidad bajo condiciones de n-1 durante un periodo de tiempo (Ramírez, 1991).

Configuración: Es el ordenamiento dado a los elementos de maniobra de una subestación el cual permite que se puedan definir las propiedades y las características de operación de estos (Ramírez, 1991).

Control local: Es aquel en el cual se realizan tareas de supervisión, maniobras y control realizado por operadores desde la misma subestación (Santacruz & Agudelo, 2011).

Control remoto: Es aquel en el cual se realizan tareas de supervisión y control desde el sistema de control de una subestación diferente a esta (Santacruz & Agudelo, 2011).

Evento: Actividad o hecho relevante que causa la indisponibilidad de uno o varios elementos en el sistema de potencia (IEEE, 2007).

Falla: Es una anomalía que causa la disminución del aislamiento entre los conductores de fase o entre fase y tierra, este es un evento indeseado que afecta el buen funcionamiento de los equipos del sistema de potencia (IEEE, 2007).

Flexibilidad: Es la propiedad que tiene una instalación de acoplarse a posibles condiciones de contingencia, mantenimiento o cambios operativos en el sistema de potencia para seguir funcionando sin perder su configuración (Ramírez, 1991).

Modularidad: Capacidad que tiene una tecnología para ser ampliada fácilmente a través de módulos que son agregados a esta, minimizando así la modificación de las instalaciones existentes (CDEC SIC, 2016).

Monitoreo: Es la acción de supervisar lo que sucede en el sistema de control mediante proyecciones que se muestran a través de un monitor (Andreula, 2010).

Operador de red: Es la persona encargada de operar el Sistema de Transmisión Regional, y su conexión al Sistema de Transmisión Nacional (Osorio-Moreno, 2018).

Seguridad: Es la propiedad que tiene una instalación de continuar suministrando energía eléctrica aun en condiciones de contingencias o fallas que se puedan presentar en el sistema de potencia (Ramírez, 1991).

Sistema de control: Conjunto de dispositivos eléctricos encargados de regular el comportamiento de equipos o variables en específico, además supervisan y manejan todos los

equipos que se encuentran instalados en la subestación asociada a este (Osorio-Patiño & Culma-Ramirez, 2017).

Sistema de distribución local: Está conformado por el conjunto de redes, postes, transformadores, entre otros, utilizados con el fin de entregar la energía eléctrica en el domicilio de usuarios finales (Molina-Valencia & Caicedo-Ayerbe, 2008).

Sistema de protección: Conjunto de dispositivos que cumplen la función de proteger frente a valores atípicos procedentes de las redes a circuitos, equipos o sistemas instalados en la subestación asociada a este (Osorio-Patiño & Culma-Ramirez, 2017).

Sistema de transmisión regional: Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión (Molina-Valencia & Caicedo-Ayerbe, 2008).

Subestación: Conjunto de equipos destinados a controlar el flujo de energía eléctrica y a garantizar la seguridad del sistema de potencia a través de elementos de protección (Solla, 2012).

Supervisión: Es la observación regular y el registro de las actividades que se llevan a cabo en la subestación (Andreula, 2010).

5.2. Marco teórico

En esta sección se presentan las bases teóricas que sustentan el presente proyecto, se describen aspectos generales de las subestaciones, estudios de flujo de carga, cortocircuito y escenarios N-1, siendo los últimos posibles contingencias que se pueden presentar en las subestaciones.

5.2.1. Subestación eléctrica

Una subestación eléctrica es el conjunto de equipos eléctricos que unidos forman parte de un sistema eléctrico de potencia (SEP). Existen subestaciones aisladas en aire (AIS), subestaciones aisladas en gas (GIS) y subestaciones híbridas, las cuales pueden desempeñar diferentes funciones en el SEP. Dentro de sus principales funciones se encuentran, la transformación de tensiones y la derivación de diferentes circuitos de potencia, esto para la transmisión o distribución de energía eléctrica (Martin, 1987). Los principales componentes de una subestación eléctrica son:

5.2.1.1. Transformadores

El transformador es un dispositivo que transfiere energía de un circuito eléctrico a otro, sin variación en la frecuencia y, por lo general, con un cambio en el voltaje. La energía se transfiere por medio de un campo magnético, ésta se suministra al transformador mediante el devanado primario y se entrega por medio del devanado secundario (Avallone et al., 1978).

5.2.1.2. Interruptores automáticos de potencia

Los interruptores automáticos de potencia son elementos que tienen la función de desconectar los circuitos bajo condiciones de corriente nominal, ya sea en vacío o corto circuito, dicho de otra forma, con condiciones normales o anormales de operación. La operación o ciclo de trabajo de los interruptores consiste en la desconexión nominal, interrupción de corriente de falla, cierre con corriente de falla, interrupción de corrientes capacitivas, interrupción de pequeñas corrientes inductivas, fallas de línea corta, recierres automáticos rápidos, cambios súbitos de corriente durante las operaciones de maniobra, entre otros aspectos (Enrique-Harper, 1999).

5.2.1.3. Seccionadores de potencia

Los seccionadores de potencia son dispositivos de conmutación que aseguran un elemento con una distancia de aislamiento para ponerlo fuera de servicio en el sistema eléctrico, o para realizar mantenimiento. Si se combinan estos equipos con dispositivos de control, medición, protección, regulación, entre otros, estarán destinados para utilizarse en conexión con la generación, transmisión, distribución y conversión de la energía eléctrica. (Commission, 2006).

5.2.1.4. Barra colectora (nodo)

Según Díaz & Fernández, 2016, una barra colectora es un conductor eléctrico rígido que se encuentra en una subestación eléctrica, su función es servir como conector de dos o más

circuitos eléctricos. Una barra está definida por sus datos conocidos y sus datos desconocidos, se pueden clasificar en:

- Barra tipo $V\theta$: También conocida como barra de oscilación, tiene como datos conocidos la magnitud de la tensión V y el ángulo θ , generalmente se asume un ángulo de magnitud cero (Navarrete-Vasquez, 2008).
- Barra tipo PV: Corresponde a las barras de generación de las centrales eléctricas generalmente, en esta barra se especifica la potencia activa neta inyectada P_i y la magnitud de la tensión V_i (Navarrete-Vasquez, 2008).
- Barra tipo PQ: También conocida como barra de carga, generalmente en este tipo de barra se especifica la potencia activa P y potencia reactiva Q (Navarrete-Vasquez, 2008).

Aterrizando lo anterior a nuestro tema de interés, subestación Las Flores cuenta con tecnología GIS (UPME, 2019), se desempeña en transmisión y distribución en el SEP, y como cualquier subestación cuenta con los elementos principales para su funcionamiento.

5.2.2. Subestaciones aisladas en gas (GIS)

Las GIS, son estructuras metálicas conformadas por elementos como interruptores de potencia, seccionadores, transformadores de medida, entre otros (IEEE, 1994), cada equipo de alta tensión se encuentra encapsulado independientemente en un compartimiento metálico que está provisto de un ambiente de gas SF_6 , este se encuentra a una presión mayor que la atmosférica (Sosa Escalada, 2002).

Cada equipo que compone la subestación tiene un módulo individual y se interconectan entre si tanto eléctrica como mecánicamente para formar las configuraciones que se puedan implementar en este sistema (Sosa Escalada, 2002). Las GIS cuentan con características

que las hacen resaltar entre las demás subestaciones, entre ellas se encuentra el tamaño reducido, ya que la superficie necesaria para éstas es del 10% al 15% de la superficie que requiere una AIS, en la Figura 2 se muestra la comparación entre los tamaños de las GIS, AIS y subestaciones híbridas. También se caracterizan por el precio módico que manejan a altas tensiones, requieren menor mantenimiento, brindan mayor seguridad para los operadores y, además, son adecuadas para el rango de Extra alta tensión (EAT) (Ramirez, 1991).

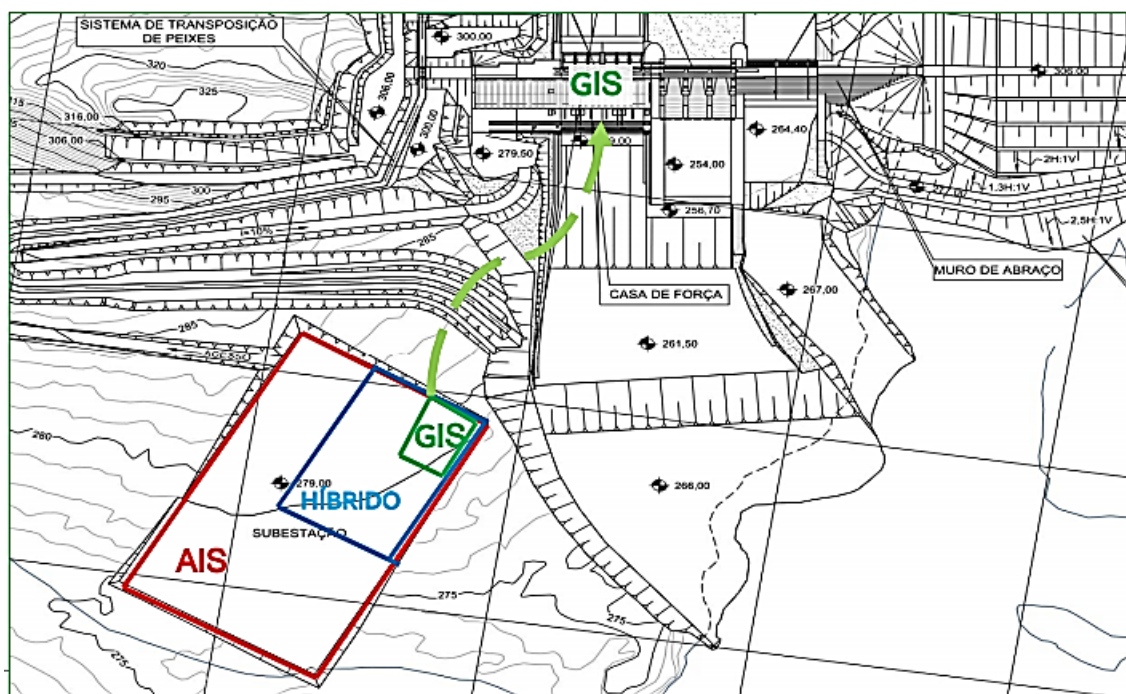


Figura 2. Comparación entre los tamaños de las GIS, AIS y subestaciones híbridas (ABB, 2017).

Las GIS se utilizan principalmente en áreas como, sectores industriales con aire contaminado, áreas urbanas, zonas montañosas, zonas costeras, zonas donde es necesario la minimización del impacto ambiental, donde no hay otra alternativa para ampliación de la subestación, entre otras (Lopez, 2014).

5.2.3. Características constructivas de una GIS

Según Aragón et al. (Aragón-Quezada et al., 2015), las GIS se construyen básicamente con barrajes, envolventes, aisladores y SF6. Según Koch (Koch, 2007), las principales características constructivas de una GIS son:

- Envolventes de aluminio ligero, el aluminio de estos cuenta con buena conductividad y causa este mismo efecto en las GIS, por ende, no presentan pérdidas por corrientes.
- Conexiones y uniones confiables, con esto aseguran resistencia para que el gas no se escape.
- Diseño encapsulado monofásico, esto asegura un estrés dieléctrico y dinámico mínimo.
- Interruptor de potencia horizontal, este diseño ahorra la altura del dispositivo, disminuye costos y además permite la accesibilidad del personal.
- Compartimientos individuales, permiten un monitoreo de gas individual y diseño continuo.
- Tiempos de instalación cortos, esto debido a que gran parte de la subestación viene ensamblada y probada desde la fábrica.
- Fugas de gas SF6 < 0,5% anual.

5.2.4. Hexafluoruro de azufre (SF6)

El SF6 es un gas artificial inerte que cuenta con excelentes propiedades de aislamiento y estabilidad térmica, además de su estabilidad química excepcionalmente alta, es un dieléctrico hasta tres veces mejor que el aire a la misma presión (Bautista, 2013). En condiciones normales

su presión de trabajo es mayor a 500 kPa, y debido a esto su rigidez dieléctrica alcanza a ser 10 veces mayor que la del aire. Adicional a esto, es fuertemente electronegativo, y esto lo hace un aislante eléctrico excelente, debido a que las moléculas del gas atrapan los electrones libres formando iones negativos muy fuertes y que no tienen mucha movilidad, haciendo que sea efectivo contra las avalanchas de los electrones que pueden causar la apertura de un circuito (Flores et al., 2012). Debido a estas características su rendimiento y fiabilidad son elevados en las GIS.

Las propiedades dieléctricas de este gas evitan que se produzcan arcos o flameos en el interior del equipo encapsulado y además de esto en el caso de que se produzcan, tiene la capacidad de recobrar rápidamente sus cualidades dieléctricas una vez se extingue. Por lo anterior, este gas proporciona una atmosfera eficaz en las cámaras de los interruptores principalmente para la extinción de arcos (Ramirez, 1991).

5.2.5. Configuraciones de subestaciones

Una configuración es el arreglo de los equipos electromecánicos que se constituyen en un patio de conexiones o que pertenecen a un mismo nivel de tensión de una subestación, de modo que su operación permita a la subestación diferentes grados de confiabilidad, seguridad o flexibilidad para el manejo, transformación y distribución de la energía (Ramirez, 1991). Existen dos principales tendencias de configuración, las tendencias europeas y americanas. En la Tabla 2 se describen los distintos tipos de configuraciones en términos de confiabilidad, seguridad y flexibilidad.

Tabla 2

Descripción de configuraciones en términos de confiabilidad, seguridad y flexibilidad.

Configuración		Confiabilidad	Seguridad	Flexibilidad
Europeas	Barra sencilla	Esta configuración no es confiable debido a que, ante contingencia, si se presenta una falla en la barra colectora, saldría de servicio afectando negativamente las cargas presentes en ella, ante mantenimiento tambien se suspende el servicio.	Esta configuración no es segura, debido a que ante falla en barra o mantenimiento los circuitos asociados a esta se ven afectados, ya que se quedan sin el suministro de energía eléctrica.	Esta configuración no es flexible debido a que, ante contingencias y cambios operativos en el sistema de potencia, su funcionamiento se ve afectado, perdiendo así la configuración.
	Configuración H	Esta configuración posee cierto grado de confiabilidad gracias	Esta configuración no es segura debido a que ante mantenimiento o	Esta configuración posee cierto grado de flexibilidad

Configuración			
ón	Confiabilidad	Seguridad	Flexibilidad
	al seccionamiento en la barra y esto permite que se dividan los circuitos en dos partes, pero ante contingencia se suspende el servicio.	contingencia los circuitos asociados se ven afectados.	debido al seccionamiento en la barra, pero, aun así, se pierde la configuración..
Barra principal más barra de transferencia	Esta configuración es confiable debido a la barra de transferencia, esta permite el suministro continuo ante falla o mantenimiento en interruptores.	Esta configuración no es segura, debido a que ante falla o mantenimiento se ve afectado el suministro de energía.	Esta configuración no es flexible debido a que ante falla o mantenimiento se pierde la configuración.
Doble barra	Esta configuración es confiable debido a que, ante contingencia, los circuitos asociados a	Esta configuración no es segura debido a que, ante falla en barras e interruptores, se pierde el suministro	Esta configuración es flexible debido a que se acopla a posibles condiciones de

Configuración			
ón	Confiabilidad	Seguridad	Flexibilidad
	la barra con falla son conmutados a la segunda barra, además, ante mantenimiento, la segunda barra asume toda la carga del sistema, permitiendo así el suministro continuo.	de energía mientras los circuitos de la barra afectada son conmutados a la segunda barra.	contingencia y a cambios operativos.
Doble barra más seccionador de by-pass	Esta configuración es confiable debido al seccionador de by-pass que permite mantenimiento y aun en contingencia en el interruptor, no se ve afectado el suministro de energía.	Esta configuración no es segura, porque a pesar de tener el seccionador de by-pass los circuitos se podrían ver afectados por la ausencia del interruptor por mantenimiento o falla.	Esta configuración posee cierto grado de flexibilidad debido a que se acopla a posibles condiciones de contingencia sin perder su configuración, pero tiene la desventaja

Configuración	Confiabilidad	Seguridad	Flexibilidad
			de que su operación y control son complicados .
Doble barra más seccionador de transferencia	Esta configuración es confiable gracias a que el seccionador de transferencia permite continuidad en el suministro de energía, por mantenimiento o contingencia en el interruptor.	Esta configuración posee cierto grado de seguridad, pero es posible que los circuitos presentes se vean afectados, ya que, quedan desprotegidos si el interruptor falla.	Esta configuración es flexible debido a que no se ve afectada ante mantenimiento o cambios operativos, su operación es simple.
Doble barra más barra de transferencia	Esta configuración es confiable debido a la barra de transferencia que ante mantenimiento o falla en barra,	Esta configuración posee cierto grado de seguridad debido a que la barra de transferencia puede reemplazar a una barra en falla, pero los	Esta configuración es flexible debido a que ante cambios operativos y mantenimiento puede seguir

Configuración			
ón	Confiabilidad	Seguridad	Flexibilidad
Americanas	permite el suministro continuo de energía.	circuitos pueden verse afectados mientras son conmutados.	operando perfectamente.
	Esta configuración es confiable debido a que está compuesta por campos y en caso de que uno de estos esté en mantenimiento o falle, el suministro de energía no se ve afectado.	Esta configuración es segura gracias a que tiene dos interruptores por circuito, lo que permite que en condiciones normales de operación y aun en contingencia, sus circuitos no se vean afectados.	Esta configuración no es flexible debido a que, ante cambios operativos o mantenimiento, el anillo se divide y queda como una barra sencilla, perdiendo así su configuración.
	Anillo		
	Esta configuración garantiza confiabilidad gracias a que cuenta con tres interruptores por cada dos salidas, además, se conecta	Esta configuración garantiza seguridad debido a la redundancia de sus interruptores, esto le permite seguir operando con	Esta configuración no es flexible, debido a que ante falla en barra los circuitos no se pueden conectar independientemente
	Interruptor y medio		

Configuración			
ón	Confiabilidad	Seguridad	Flexibilidad
	entre dos barrajes principales, lo que permite realizar mantenimiento en cualquiera de sus interruptores o falla en cualquiera de ellos sin suspender el suministro de energía.	normalidad en condiciones de contingencia o mantenimiento en cualquiera de sus interruptores, además, continua su operación normal aun con falla en una de sus barras.	e en la otra barra y mantener su configuración.
Doble barra doble interruptor	Esta configuración es confiable gracias a que el suministro de energía no se ve afectado ante contingencia, además tiene gran libertad ante operación para	Esta configuración es segura en condiciones normales de operación gracias a la duplicidad de las barras y los interruptores de cada circuito, pero ante contingencia esta seguridad puede verse afectada	Esta configuración es flexible debido a que puede sufrir modificaciones directamente en las barras sin perder su configuración

Configuración			
ón	Confiabilidad	Seguridad	Flexibilidad
	trabajos de revisión y mantenimiento.		
Anillo cruzado	Esta configuración brinda confiabilidad debido a que utiliza redundancia de interruptores para garantizar el suministro de energía bajo condiciones de contingencia o mantenimiento.	Esta configuración es segura debido a la redundancia de sus interruptores, esto garantiza que sus circuitos tendrán continuidad en el suministro de energía y que además estarán en óptimas condiciones bajo condiciones de contingencia o mantenimiento.	Esta configuración es flexible debido a que ante condiciones de contingencia o cambios operativos puede seguir operando con normalidad sin cambiar su configuración.

Nota. Adaptado a partir de (Ramirez, 1991).

Para el marco de este documento se resalta que las configuraciones barra sencilla, doble barra y doble barra doble interruptor, son las configuraciones dispuestas en la subestación Las Flores.

5.2.6. Flujo de carga

El objetivo de los estudios de flujo de carga, es obtener las tensiones nodales. Para realizar este estudio, se hacen simulaciones usando softwares especializados en análisis de sistemas de potencia, estos tienen como base modelos matemáticos, como el método de Gauss-Seidel, Newton-Raphson, desacoplados entre otros (Kothari & Nagrath, 2008), (Grainger & Stevenson Jr., 1996).

5.2.7. Cortocircuito

El cortocircuito es un fenómeno eléctrico que ocurre cuando se ponen en contacto dos puntos entre los cuales hay una diferencia de potencial, se caracteriza por elevadas corrientes circulantes hasta el punto de falla (Marcial-Gomez, 2010).

El objetivo de los estudios de cortocircuito es determinar la magnitud de las corrientes que fluyen a través del sistema de potencia a varios intervalos de tiempo después de que una falla ocurre (Graves, 2000)

Existen diferentes tipos de cortocircuito, entre los más comunes tenemos:

5.2.7.1. Cortocircuito trifásico

Este es el único cortocircuito que se comporta como un sistema equilibrado, debido a que todas sus fases se ven afectadas por igual, además es uno de los cortocircuitos más violentos. En el punto de cortocircuito las tensiones son nulas, ya sea que el cortocircuito se cierre a través de tierra o esté aislado de ella, por tanto, las intensidades presentan igual modulo, pero su argumento se desfaza 120° (Mujal, 2002).

5.2.7.2. Cortocircuito bifásico sin contacto a tierra

Este cortocircuito se presenta en dos de las tres fases del sistema, por tal motivo es desequilibrado y para su cálculo se necesita utilizar la red de secuencia directa y la red de

secuencia inversa. Las corrientes de esta falla pueden superar a las corrientes del cortocircuito trifásico si el cortocircuito se produce en las inmediaciones de una máquina con cierta potencia, ya sea síncrona o asíncrona, pero generalmente esto no sucede, debido a que mayormente las corrientes iniciales simétricas de éste son menores que las del cortocircuito trifásico (Mujal, 2002).

5.2.7.3. Cortocircuito bifásico con contacto a tierra

Éste cortocircuito tiene las mismas características del cortocircuito bifásico sin contacto a tierra, pero adicionalmente tiene pérdida de energía a tierra. Para su cálculo se necesitan las redes de secuencia directa e inversa, tal como en el cortocircuito anterior, pero como en éste hay pérdida de energía, es necesario utilizar la red de secuencia homopolar (Villacís-Larco, 2007).

5.2.7.4. Cortocircuito monofásico a tierra

Este cortocircuito se produce mayormente en redes rígidamente puestas a tierra o por impedancias de bajo valor, suele ser el más frecuente y violento de los cortocircuitos, por esto su cálculo es importante, debido a que sus corrientes son elevadas y por su conexión a tierra. Debido a que es desequilibrado y con pérdida de energía, para su cálculo se necesitan las tres redes de secuencia (Mujal, 2002).

5.2.7.5. Cortocircuito con doble contacto a tierra

En este cortocircuito los valores de corriente son menores con respecto a los casos anteriores, es poco frecuente y su cálculo es complejo. Suele ocurrir en redes con puesta a tierra que tengan impedancias elevadas (Acevedo-Rua & Novoa-Palacio, 2019).

5.2.8. Criterio N-1

El criterio n-1 es un suceso en el cual sale un elemento del sistema eléctrico de potencia. Estos estudios permiten evaluar parámetros como El principio detrás de este criterio es que no debe permitir que falla de cualquier componente o equipo resulte en una interrupción inadmisibles en el suministro de potencia. Además, no se deben alcanzar los límites térmicos de las cargas ni los límites de los voltajes (Bueno & Cardona, 2018).

El criterio N-1 está dentro de los permitidos por la UPME para realizar los estudios de conexión. La operación del el Sistema Interconectado Nacional debe cumplir con los criterios de seguridad y calidad establecidos para la planeación operativa que requiere el sector eléctrico en el código de operación, considerando las contingencias N-K, seleccionadas bajo un análisis de probabilidad y severidad (Fernández-Ramírez, 2014).

6. Metodología

6.1. Tipo de investigación

Investigación Aplicada

La investigación aplicada es un estudio orientado a resolver problemas de la vida cotidiana o a controlar situaciones prácticas. Se caracteriza porque busca la utilización de los conocimientos adquiridos, a la vez que se adquieren otros, después de implementar y sistematizar la práctica basada en investigación. El objetivo de este tipo de investigación es predecir un comportamiento específico en una situación definida (Vega-González L.R., 2011). Se considera como investigación aplicada tanto la innovación técnica, artesanal e industrial como la propiamente científica (Vargas-Cordero, 2009).

6.2. Método de investigación

Este trabajo se considera una investigación aplicada, debido a que se elabora un análisis con base en datos reales de la subestación las Flores en el departamento del Atlántico. Donde se llevan a cabo simulaciones del comportamiento de la subestación, aplicada a contextos reales como lo son contingencias en la red, fallas, sobrecargas, entre otros. Estos son factores que suelen darse en las subestaciones del departamento como consecuencia a la poca inversión por parte del estado. Además, este tipo de investigación puede impulsar el desarrollo de soluciones basadas en las necesidades para los desafíos de la vida real.

6.3. Fuentes de información

Para realizar este trabajo se necesitó de varias fuentes de información las cuales se dividen en fuentes primarias y secundarias, las primarias son aquella materia prima que se tiene para realizar un proyecto, y las segundas son un comentario o un análisis de la fuente primaria, estas se mencionan y se descomponen de la siguiente manera (Guzmán-Stein, 1982).

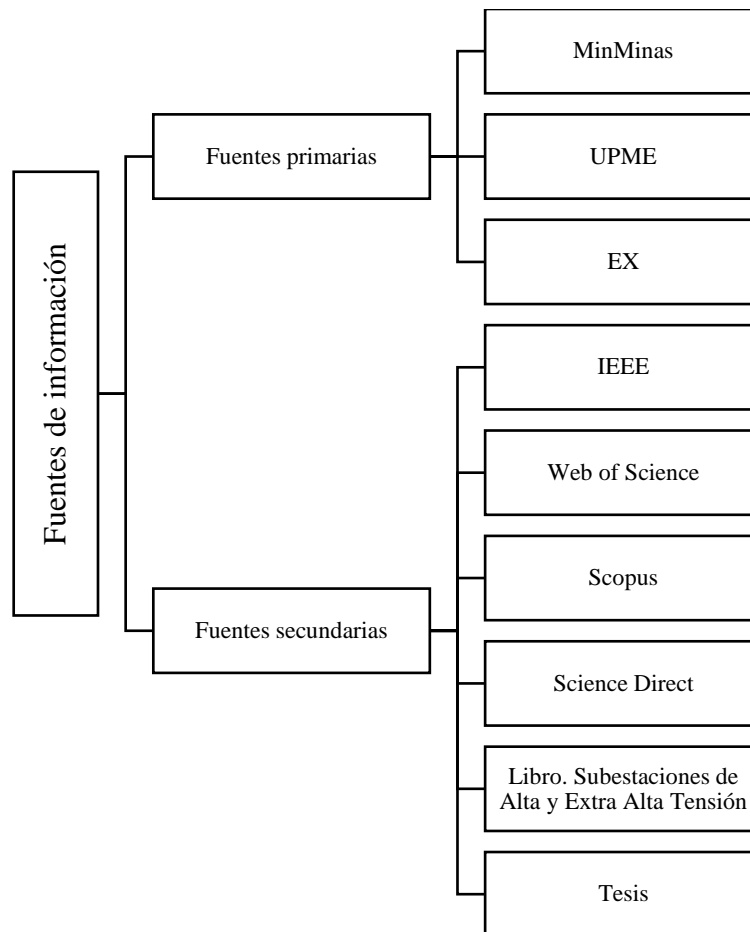


Figura 3. Fuentes de información [Elaboración propia].

De las fuentes primarias se obtuvieron los parámetros eléctricos utilizados en el presente trabajo, y la información más relevante para hacer posible la sustentación de los resultados que se verán más adelante en este documento. Asimismo, de las fuentes secundarias se obtuvo gran parte del material teórico de apoyo para complementar la investigación inicial.

6.4. Etapas del proyecto

A continuación, se presentan las distintas etapas para realizar la evaluación de los requerimientos de operación de Subestación las Flores del Departamento del Atlántico.

6.4.1. Etapa 1

Inicialmente, se realizará el reconocimiento de la subestación las Flores, con el fin de conocer las configuraciones instaladas, los niveles de tensión, las cargas y líneas asociadas. Para esto, se recolectarán los datos necesarios para llevar a cabo el montaje del diagrama unifilar de la subestación teniendo en cuenta que la subestación cuenta con tres tipos de patios de configuraciones como lo son: barra sencilla para el nivel de tensión de 34.5kV, doble barra con un nivel de tensión de 110kV y doble barra con doble interruptor con un nivel de tensión de 13.8 kV, conectadas entre sí. Adicionalmente Se realizará el montaje del diagrama unifilar de la subestación las Flores en el software DigSilent Power Factory 15.1. Añadiendo los parámetros eléctricos necesarios a cada elemento correspondiente al sistema. Adicionalmente se realiza la simulación de flujo de carga, con el fin de garantizar que el sistema se esté comportando de manera estable, verificando que las conexiones sean las adecuadas.

6.4.2. Etapa 2

Se desarrollará la evaluación de los requerimientos de las configuraciones instaladas en la subestación, el análisis del flujo de carga con perfiles de demanda basándose en la cargabilidad del sistema y estudios de cortocircuito, con el objeto de identificar la operación actual del sistema, escenarios críticos de operación y corriente de cortocircuito.

6.4.3. Etapa 3

Se aplicarán el criterio de confiabilidad (N-1), evaluando el comportamiento de cortocircuito ante estos escenarios, la incidencia en los requerimientos de operación de la configuración y el estado de la línea y/o transformadores instalados en el patio de conexiones de 110 kV ante las contingencias.

6.4.4. Etapa 4

Se desarrollará la propuesta de mejora, en base al análisis de la información recolectada y los análisis de los datos obtenidos en las simulaciones.

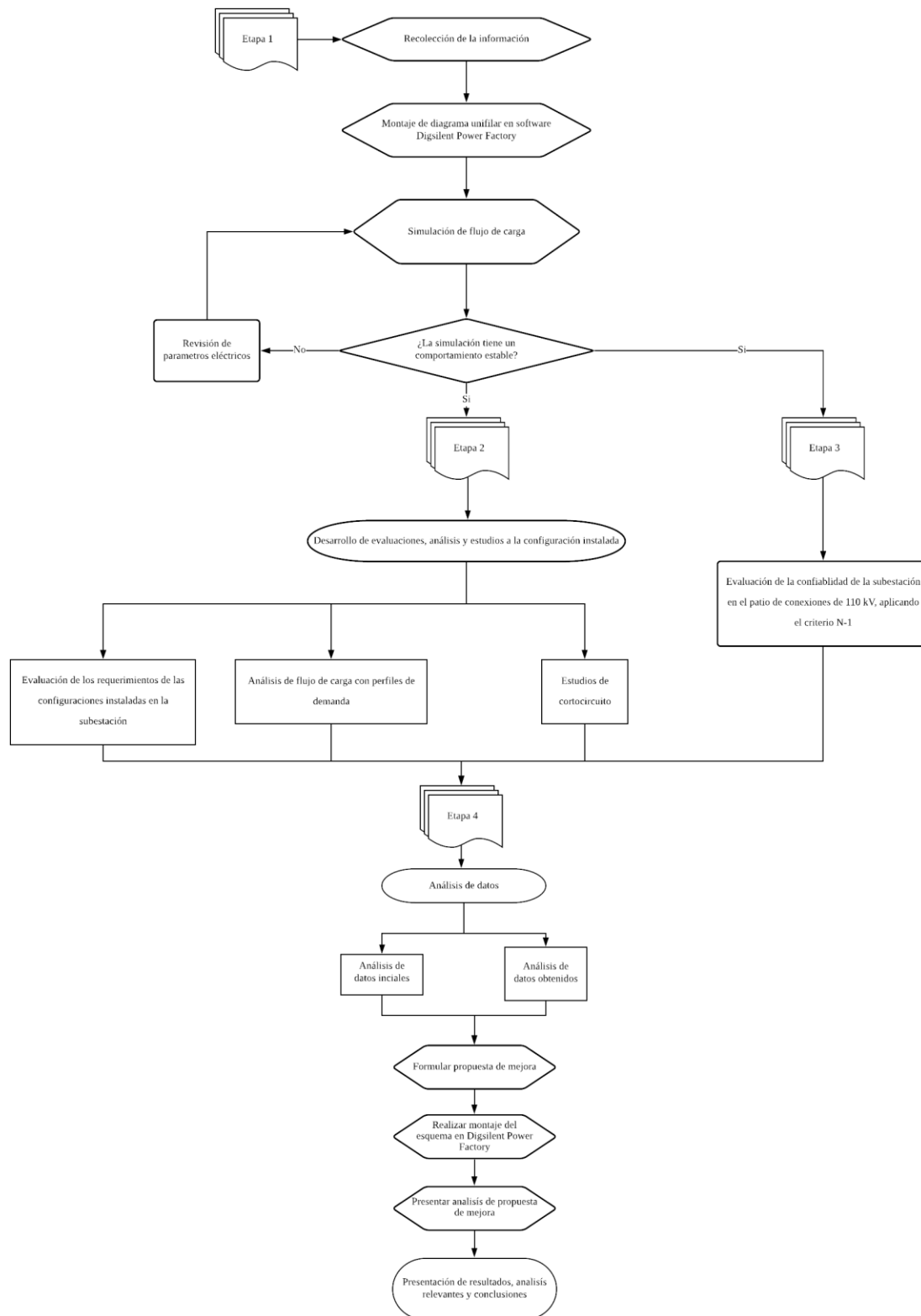


Figura 4. Diagrama de flujo de etapas del proyecto [Elaboración propia].

En la Figura 4 se pueden observar las etapas metodológicas del proyecto, así como las secuencias de ejecución de actividades y la finalización de estas con la presentación de resultados, análisis relevantes y conclusiones.

7. Análisis de resultados

7.1. Recolección de información del sistema

Subestación de inicio	Subestación de llegada	Tensión [kV]	Línea	Distancia [km]	R(1) [Ohm/km]	X(1) [Ohm/km]	B(1) [uS/km]	C(1) [uF/km]	I _{ma} [A]
Termoflores1	Las Flores	110	LN 725	0,6	0,062	0,4	36,454	0,096697	660
Las Flores	Riomar	34,5	LN 534	2	0,1282	0,4193	2,1	0,00557	638
Las Flores	Riomar	34,5	LN 535	2	0,1282	0,1282	0,1282	0,1282	0,1282
Las Flores	Tecnoglass	13,8	LN TEC	2,8	0,1282	0,1282	0,1282	0,1282	0,1282

Luego de realizar la recolección de datos en la Etapa I del proyecto (Datos tabulados en la Tabla 3, Tabla 4,

Tabla 5 y Tabla 6), se presenta el esquema de configuraciones de la subestación las Flores simulado en el software DigSilent Power Factory (Ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).

Tabla 3

Parámetros eléctricos de las cargas.

Cargas	Q		S	
	P [MW]	[MVAR]	[MVA]	FP
Patio 34.5 kV				
Puerta de Oro	21,15	7,68	22,50	0,94
Monómeros	1,20	0,60	1,34	0,46
Cementos Caribe 1	4,90	2,05	5,31	0,40
Cementos Caribe 2	4,90	2,05	5,31	0,40
Centro de eventos Puerta de Oro	0,80	0,30	0,80	0,00
Cartón Colombia	4,20	2,70	2,00	0,96
Patio 13.8 kV				
Vía 40	2,16	0,54	2,23	0,97
Procaps 1	2,16	0,63	2,25	0,96
Procaps 2	2,16	0,63	2,25	0,96
San Salvador	2,16	0,00	2,16	1,00
Las Flores	2,16	0,00	2,16	1,00
Talamares	2,16	0,00	2,16	1,00
Reserva	2,16	0,71	2,28	0,95

Siape	2,16	0,00	2,16	1,00
Rayón NTE	2,16	0,63	2,25	0,96

Nota. Recolección de información.

En la Tabla 3, se pueden observar las cargas instaladas en la subestación en los patios de conexión de distribución de niveles de tensión de 34.5 kV y 13.8 kV, entre las cuales se pueden apreciar industrias como Monómeros, Cartón Colombia, Cementos Caribe, entre otras, demostrando así la importancia de la subestación para la continuidad de operación de las industrias y circuitos residenciales asociados a los patios de distribución.

Tabla 4

Parámetros eléctricos de los equivalentes de red.

Equivalente de red	Tensión (kV)	$I_{k''}(L1)$	$S_{k''}(L1)$
		(kA)	(MVA)
Termoflores	110	18,561	3536,346
Riomar 1	34,5	10,8745	649,814
Riomar 2	34,5	10,8745	649,814
Tecnoglass	13,8	3,317	75,836

Nota. Parámetros eléctricos.

En la Tabla 4, se observan los parámetros eléctricos de los equivalentes de red conectados a cada uno de los patios de la subestación las Flores.

Subestación de inicio	Subestación de llegada	Tensión	Línea	Distancia	R(1)	X(1)	B(1)	C(1)	I _{max}	R(0)	X(0)	B(0)	C(0)
		[kV]		[km]	[Ohm/k	[Ohm/k	[uS/k	[uF/k	[A]	[Ohm/k	[Ohm/k	[uS/k	[uF/k
					m]	m]	m]	m]		m]	m]	m]	m]
Termoflores1	Las Flores	110	LN 725	0,6	0,062	0,4	36,45	0,0966	660	0,278	1,062	18,34	0,0486
			4				97	48					
Las Flores	Riomar	34,5	LN 534	2	0,1282	0,4193	2,1	0,0055	638	0,484	3,128	1,68	0,0044
							7	56					
Las Flores	Riomar	34,5	LN 535	2	0,1282	0,1282	0,128	0,12	0,1282	0,1282	0,1282	0,128	0,1282
							2	82					2

Las Flores	Tecnologías	13,8	LN										
			TE	2,8	0,1282	0,1282	0,1282	0,1282	0,1282	0,1282	0,1282	0,1282	0,1282
			C				2		82			2	

Tabla 5

Parámetros eléctricos de las líneas.

Nota. Parámetros eléctricos.

En la

Subestación de inicio	Subestación de llegada	Tensión	Línea	Distancia	R(1)	X(1)	B(1)	C(1)	I _{max}	R(0)	X(0)	B(0)	C(0)
		[kV]		[km]	[Ohm/k]	[Ohm/k]	[uS/k]	[uF/k]	[A]	[Ohm/k]	[Ohm/k]	[uS/k]	[uF/k]
					[m]	[m]	[m]	[m]		[m]	[m]	[m]	[m]
Termoflores1	Las Flores	110	LN	0,6	0,062	0,4	36,45	0,0966	660	0,278	1,062	18,34	0,0486
	Flores		725				4	97					48
Las Flores	Riomar	34,5	LN	2	0,1282	0,4193	2,1	0,0055	638	0,484	3,128	1,68	0,0044
			534				7	56					
Las Flores	Riomar	34,5	LN	2	0,1282	0,1282	0,128	0,12	0,1282	0,1282	0,1282	0,128	0,1282
			535				2	82					2

Las Flores	Tecnogla ss	13,8	LN										
			TE	2,8	0,1282	0,1282	0,128	0,12	0,1282	0,1282	0,1282	0,128	0,1282
			C				2	82				2	

Tabla 5, se pueden observar los parámetros eléctricos de las líneas LN-725, LN-534, LN-535 y LN-TEC, así mismo se puede observar la distribución de estas líneas en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

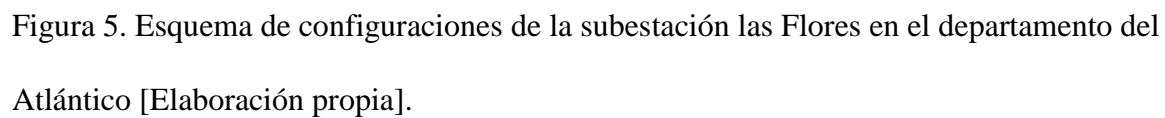
Tabla 6

Parámetros eléctricos de los transformadores.

Transformador	S [MVA]	V(1)	V(2)	Tap min.	Tap max.	R (1) [%]	Z_{cc} (1) [%]	Grupo Vectorial
T1- FLS	18,1	110	34,5	-10	10	0,343	13,9	YNd11
T2-FLS	19,2	110	34,5	-10	10	0,4628	13,9	YNd11
T3-FLS	12,445	34,5	13,8	-16	16	0,30359	8,45	YNyn0
T4-FLS	12,007	34,5	13,8	-16	16	0,239	7,76	YNyn0

Nota. Parámetros eléctricos.

En la Tabla 6, se muestran los parámetros eléctricos de los transformadores instalados en la subestación las Flores, que conectan entre sí a los diferentes patios de conexi



En la Figura 5, se encuentra el esquema de configuraciones de la subestación las flores, el montaje del esquema fue realizado en el software DigSilent, para desarrollar las simulaciones y estudios realizados en esta investigación.

7.2. Evaluación de los requerimientos de las configuraciones utilizadas en subestación las Flores

La subestación las Flores cuenta con tres configuraciones, las cuales son barra sencilla para nivel de tensión de 34.5 kV, doble barra para nivel de tensión de 110kV, y doble barra más doble interruptor para el nivel de tensión de 13.8 kV. Los requerimientos de cada una de las configuraciones se presentan a continuación en la Tabla 7.

Tabla 7

Identificación de la operación actual de Subestación las Flores.

Configuración	Confiabilidad	Seguridad	Flexibilidad
Doble barra	Esta configuración es confiable debido a que ante contingencia, los circuitos asociados a la barra con falla son conmutados a la segunda barra, además, ante mantenimiento, la segunda barra asume toda la carga del sistema, permitiendo	Esta configuración no es segura debido a que ante falla en barras e interruptores, se pierde el suministro de energía mientras los circuitos de la barra afectada son conmutados a la segunda barra.	Esta configuración es flexible debido a que se acopla a posibles condiciones de contingencia y a cambios operativos.

Configuración	Confiabilidad	Seguridad	Flexibilidad
	así el suministro continuo.		
Barra sencilla	Esta configuración no es confiable debido a que ante contingencia, si se presenta una falla en la barra colectora, ésta saldría de servicio afectando negativamente las cargas presentes en ella, ante mantenimiento también se suspende el servicio.	Esta configuración no es segura, debido a que ante falla en barra o mantenimiento los circuitos asociados a esta se ven afectados, ya que se quedan sin el suministro de energía eléctrica.	Esta configuración no es flexible debido a que ante contingencias y cambios operativos en el sistema de potencia, su funcionamiento se ve afectado, perdiendo así la configuración.
Doble barra doble interruptor	Esta configuración es confiable gracias a que el suministro de energía no se ve afectado ante contingencia, además tiene gran libertad ante operación para trabajos	Esta configuración es segura en condiciones normales de operación gracias a la duplicidad de las barras y los interruptores de cada circuito, pero ante	Esta configuración es flexible debido a que puede sufrir modificaciones directamente en las

Configuración	Confiabilidad	Seguridad	Flexibilidad
	de revisión y mantenimiento.	contingencia esta seguridad puede verse afectada.	barras sin perder su configuración.

Nota. Operación actual de Subestación las Flores en términos de confiabilidad seguridad y flexibilidad.

En la Tabla 7, se presenta la identificación de los tipos de configuración instalados en los patios de conexión de la subestación las Flores, así mismo se realiza un análisis de la confiabilidad, seguridad y flexibilidad de estas, observando que la configuración instalada en el patio de conexión con nivel de tensión de 34.5 kV no es una configuración con alto índice de confiabilidad, seguridad o flexibilidad.

7.3. Análisis de flujo de carga con perfiles de demanda de la subestación las flores

Realizando la simulación de análisis de flujo de carga en la subestación Las Flores del departamento del Atlántico con perfiles de demanda del 80%, 100% y 150% se obtuvieron los datos de la cargabilidad de los transformadores, estos estudios se realizan para conocer el comportamiento de la subestación con perfiles de demanda baja, media y alta.

7.3.1. Análisis de flujo de carga, con perfil de demanda del 80%

Utilizando el software DigSilent, se realiza el análisis de flujo de carga, con un perfil de demanda del 80% de todas las cargas, en la Tabla 8 se tabulan los resultados de la cargabilidad de los transformadores T1-FLS, T2-FLS, T4-FLS y T5-FLS.

Tabla 8

Cargabilidad de los transformadores, con perfil de demanda del 80%

Transformador	Cargabilidad (%)
T1-FLS	32.2
T2-FLS	23.7
T4-FLS	23.2
T5-FLS	32.0

Nota. A partir de los resultados de la simulación.

En la Tabla 8, se presentan los resultados obtenidos en la simulación, teniendo como análisis básico que la subestación opera de manera correcta al tener un perfil de demanda del 80% en las cargas instaladas en la subestación.

7.3.2. Análisis de flujo de carga, con perfil de demanda del 100%

Utilizando el software DigSilent, se realiza el análisis de flujo de carga, con un perfil de demanda del 100% de todas las cargas, en la Tabla 9 se tabulan los resultados de la cargabilidad de los transformadores T1-FLS, T2-FLS, T4-FLS y T5-FLS.

Tabla 9

Cargabilidad de los transformadores, con perfil de demanda del 100%.

Transformador	Cargabilidad (%)
T1-FLS	55.0
T2-FLS	41.0
T4-FLS	37.9
T5-FLS	52.3

Nota. A partir de los resultados de la simulación.

Se tiene como resultado la operación normal de la subestación ante una cargabilidad del 100% de la carga instalada en la subestación las Flores.

7.3.3. Análisis de flujo de carga, con perfil de demanda del 150%

Utilizando el software DigSilent, se realiza el análisis de flujo de carga, con un perfil de demanda del 150% de todas las cargas, en la Tabla 10 se tabulan los resultados de la cargabilidad de los transformadores T1-FLS, T2-FLS, T4-FLS y T5-FLS.

Tabla 10

Cargabilidad de los transformadores, con perfil de demanda del 150%.

Transformador	Cargabilidad (%)
T1-FLS	136.1

Transformador	Cargabilidad (%)
T2-FLS	101.5
T4-FLS	70.6
T5-FLS	97.6

Nota. A partir de los resultados de la simulación.

En la Tabla 10, se muestran los resultados obtenidos en la simulación, teniendo como análisis básico que no se proyecta la instalación nuevos proyectos, servicios o subestaciones nuevas que requieran alta demanda de potencia (MVA).

7.4. Evaluación de los escenarios de cortocircuito y esquema de protecciones

7.4.1. Análisis de cortocircuito trifásico

Para realizar el análisis de corto circuito, se utilizó el método IEC 60909, tipo de falla 3-Phase Short-Circuit, con el cálculo de Max. Short-Circuit Currents, los resultados obtenidos en la simulación se tabularon en la Tabla 11.

Tabla 11

Análisis de corriente máxima de cortocircuito trifásico.

Barra	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ip (kA)
--------------	-------------------	------------------	----------------

B1-110kV	4436.7	23.287	56.297
B1-34.5 kV	3739.9	62.587	151.930
B-13.8	2704.5	113.148	285.165
B-Tecnoglass	75.8	3.17	4.750

Nota. A partir de los resultados de la simulación.

7.4.2. Análisis de corriente de cortocircuito bifásica

Para realizar el análisis de corto circuito, se utilizó el método IEC 60909, tipo de falla 2-Phase Short-Circuit, con el cálculo de Max. Short-Circuit Currents, resultados obtenidos en la simulación se tabularon en la Tabla 12.

Tabla 12

Análisis de corriente máxima de cortocircuito bifásico.

Barra	Ikss A (kA)	Ikss B (kA)	Ikss C (kA)
B1-110kV	20.167	20.167	20.167
B1-34.5 kV	54.202	54.202	54.202
B-13.8	97.989	97.989	97.989
B-Tecnoglass	21.293	21.293	21.293

Nota. A partir de los resultados de la simulación.

7.4.3. Análisis de corriente de cortocircuito bifásica a tierra

Para realizar el análisis de corto circuito, se utilizó el método IEC 60909, tipo de falla 2-Phase to ground, con el cálculo de Max. Short-Circuit Currents, los resultados obtenidos en la simulación se tabularon en la Tabla 13.

Tabla 13

Análisis de corriente máxima de cortocircuito monofásico.

Barra	Ikss A (kA)	Ikss B (kA)	Ikss C (kA)
B1-110kV	22.240	22.234	22.316
B1-34.5 kV	56.483	59.320	51.565
B-13.8	0	99.388	97.464
B-Tecnoglass	0	19.590	23.934

Nota. A partir de los resultados de la simulación.

7.4.4. Análisis de corriente de cortocircuito monofásico a tierra

Para realizar el análisis de corto circuito, se utilizó el método IEC 60909, tipo de falla Single Phase to ground, con el cálculo de Max. Short-Circuit Currents, los resultados obtenidos en la simulación se tabularon en la Tabla 14.

Tabla 14

Análisis de corriente máxima de cortocircuito monofásico.

Barra	Ikss A (kA)	Ikss B (kA)	Ikss C (kA)
B1-110kV	20.877	0	0
B1-34.5 kV	35.691	0	0
B-13.8	32.016	0	0
B-Tecnoglass	14.512	0	0

Nota. A partir de los resultados de la simulación.

7.5. Evaluación de confiabilidad del arreglo de subestaciones

En esta sección se realiza el estudio de la confiabilidad de la subestación Las Flores del departamento del atlántico, realizando un análisis de estudio de caso, bajo contingencia, en el software DigSilent. Para realizar el estudio se aplicó el criterio N-1, en simulaciones de contingencias en las líneas LN-TEC, LN-725 y LN-535; y en los transformadores T1-FLS y T4-FLS.

7.5.1. Contingencia en la línea LN-TEC

En la Tabla 15 se presentan los resultados obtenidos de la cargabilidad de los transformadores T1-FLS, T2-FLS, T4-FLS y T5-FLS, ante la contingencia o falla en la línea LN-TEC.

Tabla 15

Cargabilidad de los transformadores ante una contingencia en la línea LN-TEC.

Transformador	Cargabilidad (%)
T1-FLS	82.2
T2-FLS	61.3
T4-FLS	69.1
T5-FLS	95.6

Nota. A partir de los resultados de la simulación.

Se observa que el transformador T5-FLS tiene una cargabilidad del 95.6%, lo cual puede generar comportamientos inusuales en el equipo, dado que, los valores de cargabilidad se encuentran cercanos a los valores nominales de operación.

7.5.2. Contingencia en la línea LN-725

En la Tabla 16 se presentan los resultados obtenidos de la cargabilidad de los transformadores T1-FLS, T2-FLS, T4-FLS y T5-FLS, ante la contingencia o falla en la línea LN-725.

Tabla 16

Cargabilidad de los transformadores ante una contingencia en la línea LN-725.

Transformador	Cargabilidad (%)
T1-FLS	0.8

Transformador	Cargabilidad (%)
T2-FLS	0.2
T4-FLS	38.2
T5-FLS	52.7

Nota. A partir de los resultados de la simulación.

Se observa que los transformadores T1-FLS y T2-FLS tienen un mínimo de cargabilidad, dado que, la contingencia en la línea LN-725 saca de servicio a la Red de 110kV (Ver Figura 5), comportándose la barra y sus servicios auxiliares como una carga mínima asociada a los transformadores T1-FLS y T2-FLS.

7.5.3. Contingencia en la línea LN-535

En la Tabla 17 se presentan los resultados obtenidos de la cargabilidad de los transformadores T1-FLS, T2-FLS, T4-FLS y T5-FLS, ante la contingencia o falla en la línea LN-535.

Tabla 17

Cargabilidad de los transformadores ante una contingencia en la línea LN-535.

Transformador	Cargabilidad (%)
T1-FLS	110.0

Transformador	Cargabilidad (%)
T2-FLS	81.9
T4-FLS	37.9
T5-FLS	52.4

Nota. A partir de los resultados de la simulación.

Se observa el transformador T1-FLS, tiene una cargabilidad superior a la capacidad nominal de este, lo que puede sacar de servicio el equipo y comprometer a la red.

7.5.4. Contingencia en el transformador T1-FLS

En la Tabla 18 se presentan los resultados obtenidos de la cargabilidad de los transformadores T2-FLS, T4-FLS y T5-FLS, ante la contingencia o falla en el transformador T1-FLS.

Tabla 18

Cargabilidad de los transformadores, ante una contingencia en T1-FLS.

Transformador	Cargabilidad (%)
T2-FLS	92.8
T4-FLS	37.9
T5-FLS	52.3

Nota. A partir de los resultados de la simulación.

Se observa que el transformador T2-FLS tiene una cargabilidad del 92.8 % lo cual puede generar comportamientos inusuales en el equipo, dado que, los valores de cargabilidad se encuentran cercanos a los valores nominales de operación.

7.5.5. Contingencia en el transformador T4-FLS

En la Tabla 19 se presentan los resultados obtenidos de la cargabilidad de los transformadores T1-FLS, T2-FLS y T5-FLS, ante la contingencia o falla en el transformador T4-FLS.

Tabla 19

Cargabilidad de los transformadores, ante una contingencia en T4-FLS

Transformador	Cargabilidad (%)
T1-FLS	55.0
T2-FLS	41.0
T5-FLS	91.6

Nota. A partir de los resultados de la simulación.

Se observa que el transformador T5-FLS tiene una cargabilidad del 91.6 % lo cual puede generar comportamientos inusuales en el equipo, dado que, los valores de cargabilidad se encuentran cercanos a los valores nominales de operación.

7.6. Propuesta de mejora del esquema de subestación propuesto

Las subestaciones eléctricas cuentan con una variedad de configuraciones, cada una de ellas destinadas a una aplicación en especial. Existen las configuraciones europeas caracterizadas por la conexión de barras, las americanas por la conexión de interruptores, entre otro tipo de configuraciones denominadas híbridas que muy poco son usadas

Las configuraciones de la subestación las Flores son: barra sencilla, doble barra y doble barra con doble interruptor. La barra sencilla se encuentra a un nivel de tensión de tensión de 34.5kV, las cargas asociadas a este son relevantes para la economía del departamento. Por lo anterior, se considera que esta configuración no es adecuada para cubrir los requerimientos de confiabilidad, seguridad y flexibilidad de las cargas asociadas al patio de conexiones, debido a que, si se llega a presentar una contingencia, la configuración no tiene capacidad de mantener el servicio al no ser confiable ni segura.

La tendencia de mejora para este tipo de subestación en términos de confiabilidad y flexibilidad, es la adición de elementos, es decir, equipos que opten por mitigar cualquier tipo de falla. Estos elementos pueden ser: Una barra adicional y un acople. Al adicionar una barra debe tener la capacidad de soportar el 100% de la carga, porque al existir fallas en una de las barras, se puede seccionar la falla, maniobrando el acople que conecta a los barraje, mientras la segunda barra puede suplir las cargas totales, permitiendo el mantenimiento adecuado cuando es requerido.

Luego de realizar la evaluación confiabilidad en la subestación las Flores, se evidencia en los incisos 7.5.4 y 7.5.5, la poca confiabilidad en el patio de conexiones de 34.5 kV, dada la necesidad de modular el esquema de conexiones del patio, se propone esquematizar una configuración de doble barra, esta propuesta se realiza porque la configuración tiene mejores

requerimientos de confiabilidad, seguridad y flexibilidad; además, es posible hacer mantenimiento en barras sin suspender el servicio (Ramirez, 1991).

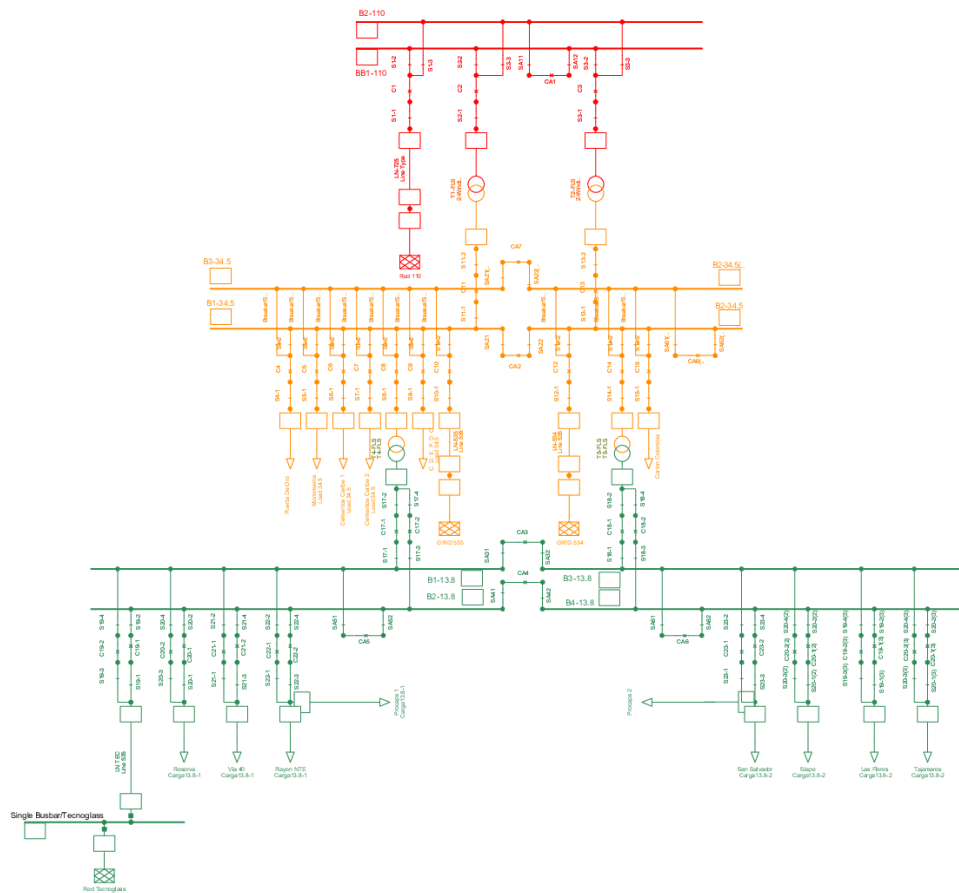


Figura 6. Esquema propuesto con mejora para la subestación Las Flores [Elaboración propia].

Conclusiones y recomendaciones

Mediante el desarrollo de este documento se realizó la evaluación de los requerimientos de operación ante contingencias en una la subestación de Generación-Distribución Las Flores, ubicada en la ciudad de Barranquilla.

Para realizar la evaluación de esta, se llevaron a cabo simulaciones de flujo de carga, en donde se obtuvieron los parámetros eléctricos que se registran en condiciones de baja demanda, condiciones normales de operación y en condiciones de sobre carga. Teniendo como base los resultados obtenidos en el análisis de flujo de carga con perfiles de demanda de la subestación las Flores en la Tabla 8, Tabla 9 y Tabla 10, se observa que la subestación tiene una alta capacidad de transformación, dado que, al presentar un perfil de demanda del 100% en las cargas instaladas, los transformadores existentes no presentan una cargabilidad mayor al 60%, por lo tanto, se observa que la subestación en estudio se encuentra trabajando dentro de los parámetros aceptables de operación en condiciones normales de perfiles de demanda en las cargas instaladas.

Con base a la evaluación de confiabilidad del arreglo de subestaciones, teniendo como la aplicación del criterio N-1 (Criterio para análisis de confiabilidad de las subestaciones) sobre la subestación las Flores, se evidencio la necesidad de realizar mejoras técnicas u operativas que aumenten la confiabilidad, flexibilidad y seguridad de la configuración, instalada en el patio de conexiones con tensión nominal de 34,5 kV.

En los resultados de la evaluación de confiabilidad del arreglo de subestaciones en el inciso 7.5, se observó que al aplicar el criterio n-1, simulando una contingencia en la línea LN-535, la red puede verse afectada debido a que el transformador T1-FLS sobrepasa sus valores de carga nominal, accionando las protecciones del equipo y saliendo este de operación.

Por lo tanto, se propone la tendencia de mejora para el patio de conexiones 34,5 kV, modelando y esquematizando una configuración de doble barra como se muestra en la Figura 6, para mejorar los requerimientos de confiabilidad, flexibilidad y seguridad, dado que la configuración instalada es una configuración de barra sencilla la cual no cumple con los requerimientos de la subestación para este nivel de tensión, dada la importancia de las cargas asociadas a la subestación en estudio.

Este proyecto aporta análisis, simulaciones y recomendaciones para seguir evaluando la operación de la subestación las Flores a mediano y largo plazo, dado que como se muestra en la Tabla 10 con un perfil de demanda del 150% en todas las cargas instaladas en la subestación, se tiene que los transformadores T1-FLS y T2-FLS, se encontraran sobrecargados, por lo cual el operador de red debe contemplar la ampliación de carga de la subestación para suplir las necesidades de demanda energética en los nuevos proyectos o servicios a realizarse en las cercanías de la subestación.

Referencias

- ABB. (2017). *GIS Technology ABB Power Grids High Voltage-Impulsado La Transformación Energética* (p. 56).
- Acevedo-Rua, M., & Novoa-Palacio, D. (2019). *Evaluación de los niveles de cortocircuito en el sistema de subtransmisión del departamento del Atlántico* [Universidad de la Costa].
<https://repositorio.cuc.edu.co/handle/11323/5092>
- Acevedo, M., & Novoa, D. (2019). *Evaluación de los niveles de cortocircuito en el sistema de subtransmisión del departamento del Atlántico*. Universidad de la Costa.
- Andreula, L. (2010). *Red de monitoreo y supervisión de las variables eléctricas en sub-estaciones*. (p. 72).
- Aragón-Quezada, G., Leyva-Paz, E., & Vigil-Sanchez, D. (2015). *Análisis comparativo entre subestaciones eléctricas encapsuladas en SF6 y subestaciones convencionales* [Instituto Politécnico Nacional]. <https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/21865/1/SE-SF6.pdf>
- Atanackovic, D., McGillis, D. T., & Gdiana, F. D. (1999). Reliability comparison of substation designs. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 14(3), 903-910.
<https://doi.org/10.1109/61.772332>
- Avallone, E., Baumeister, T., & Baumeister III, T. (1978). *Manual del ingeniero mecanico*. McGraw Hill.
- Bautista, E. (2013). *Revista ElectroIndustria - Subestación Encapsulada en SF6*. Electro Industria.
<http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=2174>
- Bello, S., & Beltrán, R. (2010). Caracterización y pronóstico del precio spot de la energía eléctrica en Colombia. *Revista de la Maestría en Derecho Económico*, 6(6), 293-316.
<https://revistas.javeriana.edu.co/index.php/revmaescom/article/view/7174>

- Berdugo Sarmiento, K. M. (2020). *Mejoras en la operación del sistema de transmisión regional de energía eléctrica del Departamento del Atlántico utilizando sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS)* [Corporación Universidad de la Costa].
<https://repositorio.cuc.edu.co/handle/11323/7155>
- Bueno, J., & Cardona, A. (2018). Análisis de contingencias simples (n-1). En *Universidad Tecnológica de Pereira* (p. 1). Universidad Tecnológica de Pereira.
<http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/9499/T621.3192B928.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- CDEC SIC. (2016). *Guía Técnica Criterios de Diseño para las Nuevas Subestaciones en Aire (AIS) del Sistema de Transmisión Nacional del SIC*. <https://sic.coordinador.cl/wp-content/uploads/2015/08/Guía-Técnica-Criterio-Diseño-Subestaciones-VA1.pdf>
- Chindris, M., Tomoiaga, B., Taylor, P., & Cipcigan, L. (2006a). *The identification of critical equipment and optimum configurations for electrical substations*. 3, 3-7.
- Chindris, M., Tomoiaga, B., Taylor, P., & Cipcigan, L. (2006b). *The identification of critical equipment and optimum configurations for electrical substations*. 3, 3-7.
<https://ieeexplore.ieee.org/document/4218688>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1995). *Resolución Número 025*.
- Commission, I. E. (2006). *IEC 60050 - International Electrotechnical Vocabulary - Details for IEV number 351-32-10*.
- CREG. (2017). *Comisión de Regulación de Energía y Gas*. <https://www.creg.gov.co>
- Daza-Guzman, J. Rueda-Lopez, J. (2015). *Análisis del desempeño en estado estable y transitorio del sistema de transmisión regional del departamento del Atlántico*. [Universidad de la Costa]. <https://doi.org/10.5897/ERR2015>

- Daza, J., & Rueda, J. (2015). *Análisis del desempeño en estado estable y transitorio del sistema de transmisión regional del departamento del Atlántico* [Universidad de la Costa].
<https://repositorio.cuc.edu.co/handle/11323/4892>
- Diaz-Aleman, I. (2012). *Carga maxima que puede ser alimentada en un área de un sistema eléctrico de potencia de dimensiones reales asumiendo que no existe crecimiento en la infraestructura de transmisión, transformación y generación existente* [Universidad Nacional Autonoma de Mexico].
https://ru.dgb.unam.mx/handle/DGB_UNAM/TES01000689148
- Digsilent. (2021). *Power System Software and Engineering*. <https://www.digsilent.de/en/>
- Enrique-Harper, G. (1999). *Elementos De Diseno De Subestaciones Electricas* (1ra edición). Limusa.
- Fernández-Ramírez, C. (2014). *Metodología de evaluación de confiabilidad para estudios de planeamiento del sistema de transmisión colombiano* [Universidad Nacional de Colombia].
<https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/51740>
- Fiondella, L., & Gokhale, S. S. (2008). Importance measures for a modular software system. *Proceedings - International Conference on Quality Software*, 338-343.
<https://doi.org/10.1109/QSIC.2008.42>
- Flores, R., Delgado, F., & Romero, V. (2012). Aplicaciones del SF6 en la Industria Eléctrica y su Impacto en el Medio Ambiente. *Ingeniería*, 16(3), 229-241.
<https://www.redalyc.org/pdf/467/46725267004.pdf>
- Grainger, J. J., & Stevenson Jr., W. D. (1996). *Análisis de sistemas de potencia* (C. Lozano Sousa & P. Rendón Torres (eds.)). McGraw-Hill.
- Graves, B. L. (2000). Short-circuit studies, coordination studies and harmonic analyses/studies

(What, why and when are they needed). *IEEE Conference Record of Annual Pulp and Paper Industry Technical Conference*, 18-22.

<https://doi.org/10.1109/PAPCON.2000.854181>

Guzmán-Stein, L. (1982). *Las fuentes secundarias* (p. 7).

<http://www.ts.ucr.ac.cr/binarios/docente/pd-000169.pdf>

IEC. (1990). *IEC 60517: 1990: Aparamenta de metal con aislamiento de gas para tensiones nominales de 72.5 kV y superiores. 3.*

IEC. (1996). *IEC 60694: Especificaciones comunes para estándares de aparamenta de alta tensión. 2, 179.*

IEC. (2017). *IEC 60137: 2017 RLV: Bujes aislados para tensiones alternas superiores a 1000 V. IEC, 7, 188.*

IEC. (2019). *IEC 60376: Especificaciones para la reutilización del hexafluoruro de azufre (SF₆) y sus mezclas en equipos eléctricos. IEC, 3, 97.*

IEEE. (1993). *IEEE Guide for Moisture Measurement and Control in SF₆ Gas-Insulated Equipment. IEEE Std. 1125-1993.*

IEEE. (1994). *IEEE Standard for Gas - Insulated Substations. IEEE Std. C37.122-1993 (R2002).*
<https://ieeexplore.ieee.org/document/392595>

IEEE. (1996). *IEEE Guide to Specifications for Gas-Insulated, Electric Power Substation Equipment. IEE Std. C37.123-1996.* <https://ieeexplore.ieee.org/document/554940>

IEEE. (2007). *493-2007 - IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems.* IEEE.

IEEE. (2020). *IEEE Xplore.* <https://ieeexplore.ieee.org/Xplore/home.jsp>

Koch, H. (2007). Basic information on the GIS/GIL/SF₆ tutorial. *2007 IEEE Power Engineering*

Society General Meeting, PES, 1-3. <https://doi.org/10.1109/PES.2007.385749>

Kothari, D. P., & Nagrath, I. J. (2008). *Sistemas eléctricos de potencia* (L. Mauro Ortega & R. González León (eds.); Tercera Ed). McGraw-Hill.

Leonhardt, G., Marchi, M., & Rivetti, G. (2000). ¿ SF6 o vacío? En busca del interruptor idóneo para Tensión Media. *Revista ABB*, 4, 26-34.

[https://library.e.abb.com/public/3459246004e03292c1256ddd00346e62/26-34 M564 - SPA.pdf](https://library.e.abb.com/public/3459246004e03292c1256ddd00346e62/26-34_M564_SPA.pdf)

Lopez, R. (2014). Aplicaciones en subestaciones aisladas en Gas (> 52kV). *ABB group, PEABB-PSSS*, 1-65. <https://docplayer.es/66338646-Aplicaciones-en-subestaciones-aisladas-en-gas-52kv.html>

Lozada, M. (2019). Guía para coordinación de protecciones eléctricas en NEPLAN. [Universidad Tecnológica de Pereira]. En *Lozada-Rincon, Mary*. <https://doi.org/10.5281/zenodo.1477753>

Luo, M. L., Wen, J. H., Ding, X. L., Chen, X., & Zhang, X. F. (2017). Research and implementation of smart substation configuration file management system based on BPM process engine. *Proceedings - 2017 Chinese Automation Congress, CAC 2017*, 4650-4653. <https://doi.org/10.1109/CAC.2017.8243600>

Maldonado Castro, J. (2014). *Desarrollo de instructivo que facilite el diseño de subestaciones de distribución a la Región Caribe* [Universidad de la Costa]. <https://repositorio.cuc.edu.co/handle/11323/912>

Mantilla-Flórez, B. (2017). *Evaluación de Confiabilidad de la red de Subtransmisión y Distribución Primaria del Atlántico* [Universidad de la Costa]. <https://repositorio.cuc.edu.co/bitstream/handle/11323/254/1127385351.pdf?sequence=1>

Marcial-Gomez, D. (2010). *Análisis de contingencias eléctricas en centros comerciales*

[Universidad Nacional Autónoma de México].

<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/801>

Martin, J. R. (1987). *Diseño de Subestaciones Eléctricas* (McGraw-Hill (ed.)). McGraw-Hill.

Ministerio de Minas y Energía. (2018). *Ministerio de Minas y Energía*.

<https://www.minenergia.gov.co>

Molina-Valencia, H., & Caicedo-Ayerbe, J. (2008). *Distribución de Energía Eléctrica*.

https://www.ariae.org/sites/default/files/2017-05/distribucion_energ_electrica.pdf

Mujal, R. (2002). Protección de sistemas eléctricos de potencia. En *Edicions UPC*. Edicions UPC.

Navarrete-Vasquez, L. (2008). *Modelación de sistemas de corriente continua en una simulación estacionario de un SEP* [Universidad de Chile].

<https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/104907>

Osorio-Moreno, D. (2018). *Evaluación de Confiabilidad de la Red Eléctrica de Sub-transmisión del Departamento del Atlántico Basado en el Método de Cortes Mínimos Considerando las Conexiones Existentes Entre Cada Configuración* [Univerisdad de La Costa].

https://repositorio.cuc.edu.co/handle/11323/654?locale-attribute=pt_BR

Osorio-Patiño, W., & Culma-Ramirez, C. (2017). *Manual para la operación de subestaciones eléctricas con niveles de tensión 115 kv, 33 kv y 13,2 kv* [Universidad tecnologica de Pereira].

<http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/8474/6213126O83.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Osorio Moreno, D. M. (2018). *Evaluación de confiabilidad de la red eléctrica de subtransmisión del departamento del Atlántico basado en el método de cortes mínimos considerando las conexiones existentes entre cada configuración* [Universidad de la Costa].

<https://repositorio.cuc.edu.co/handle/11323/654>

Ramirez, C. F. (1991). *Subestaciones De Alta Y Extra Alta Tensión* (2nd ed.). HMV, MEJIA VILLEGA S.A.

Rincón, C., Hurtado, A., Patarroyo, A., Cruz, F., Salinas, J., Ocaciones, M., Matéus, J., Villarraga, W., Guerrero, O., Ovalle, J., Veloza, B., & Goyeneche, H. (2020). *Caracterización de las Subestaciones Eléctricas de Transmisión y Distribución que Hagan Parte del SIN, del STR o del SDL Dentro de la Región Central (Cundinamarca, Boyacá, Tolima, Meta y Bogotá DC), Como Parte del Convenio Marco de Cooperación Interinstitucional 064 de 2018* [UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS].

<https://repository.udistrital.edu.co/bitstream/handle/11349/23828/GutiérrezSalazarLuisAntonio2020.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Santacruz, M., & Agudelo, J. (2011). *Ingeniería básica y de detalle para automatizar la subestación eléctrica didáctica del laboratorio de conversión de energía de la universidad autónoma de occidente* [Universidad Autonoma de Occidente].

<https://red.uao.edu.co/bitstream/handle/10614/1374/TEL00508.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Segura Bovea, G. A. (2018). *Propuesta de mejora de la confiabilidad en subestación 20 de julio asociada al SDL de la ciudad de Barranquilla* [Universidad de la Costa].

<https://repositorio.cuc.edu.co/handle/11323/281>

Shalan, E. M., Ghanian, S. M., & Ward, S. A. (2010). Analysis of electric field inside HV substations using charge simulation method in three dimensional. *Annual Report - Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, CEIDP*, 0-4.

<https://doi.org/10.1109/CEIDP.2010.5724041>

Solla, J. (2012). *Diseño e Innovación en Subestaciones y Cables*.

Sosa Escalada, J. (2002). *Subestaciones eléctricas de alta tensión aisladas en gas*.

[https://catedra.ing.unlp.edu.ar/electrotecnia/sisplot/Libros 2007/libros/sosaesca/GIS DE ALTA TENSION_AAR.pdf](https://catedra.ing.unlp.edu.ar/electrotecnia/sisplot/Libros%202007/libros/sosaesca/GIS%20DE%20ALTA%20TENSION_AAR.pdf)

Tamayo, M., & Alvarez, S. (2006). Descripción del funcionamiento del sector eléctrico colombiano. *Ecos de Economía*, 10(22), 7-44.

Unidad de Planeación Minero Energética. (2008, noviembre). *Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión*. 1-398.

http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2010/Plan_Expansion_2010-2024_Definitivo.pdf

UPME. (2017). *Unidad de Planeación Minero Energética*.

<https://www1.upme.gov.co/Paginas/default.aspx>

UPME. (2019, junio). *Anexo 1 UPME STR 02 - 2019-Obras asociadas a la subestación Termoflores*.

<https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/InformacionInversionistas/Paginas/UPME-STR-02-2019-obras-asociadas-subestaciones-termoflores-flores-centro-oasis-magdalena.aspx>

Vargas-Cordero, Z. (2009). La Investigación aplicada: Una forma de conocer las realidades con evidencia científica. *Revista Educación*, 33(1), 155-165.

<https://doi.org/10.15517/revedu.v33i1.538>

Vega-González L.R. (2011). Seven Myths of the University Applied Research and Technology Development. *Scielo*, 12(3), 243-256.

http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_abstract&pid=S1405-

77432011000300001&lng=es&nrm=iso&tlng=en

Vélez, L. (2011). *Breve historia del sector eléctrico colombiano*.

Villacís-Larco, A. (2007). *Análisis de cortocircuitos a nivel de 230 kV y 138 kV con la segunda línea de interconexión entre Ecuador y Colombia y nueva generación* [Escuela Politécnica Nacional]. <https://docplayer.es/74965117-Escuela-politecnica-nacional-facultad-de-ingenieria-electrica-y-electronica.html>